

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

РЕСПУБЛИКИ АДЫГЕЯ И КРАСНОДАРСКОГО КРАЯ

КНИГА 2

КРАСНОДАРСКИЙ КРАЙ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	14
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	22
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	22
2.1.1 Краснодарский энергоузел.....	22
2.1.2 Тимашевский энергоузел	26
2.1.3 Усть-Лабинский энергоузел.....	28
2.1.4 Контролируемое сечение «Юго-Запад»	30
2.1.5 Красноармейский энергоузел	32
2.1.6 Транзит ВЛ 110 кВ Афи́пская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая	34
2.1.7 Тихорецкий энергоузел	36
2.1.8 Армавирский энергоузел.....	38
2.1.9 Лабинский энергоузел.....	41
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	43
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	43
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	102
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	106
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	118

2.3.1	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	118
2.3.2	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	118
2.3.3	Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям	160
2.4	Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности.....	161
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	165
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в Краснодарском крае и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	165
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	167
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	168
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	170
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	173
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	173
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Краснодарского края.....	176
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	182
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков	

аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	186
4.5 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше для исключения непокрываемого дефицита мощности.....	191
5 Техничко-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети...	193
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	194
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	195
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	196
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	197
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	203
ПРИЛОЖЕНИЕ В Реестр ТУ на ТП, учтенных при анализе перспективной загрузки центров питания 110 (150) кВ и выше с указанием реквизитов по каждому ТУ на ТП.....	224

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	—	автоматический ввод резерва
АДН	—	аварийно допустимое напряжение
АДТН	—	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	—	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АПВ	—	автоматическое повторное включение
АТ	—	автотрансформатор
АТГ	—	автотрансформаторная группа
АУВ	—	автоматика управления выключателем
АЧР	—	автоматическая частотная разгрузка
АЭС	—	атомная электростанция
БСК	—	батарея статических конденсаторов
ВЛ	—	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	—	масляный выключатель
ВН	—	высокое напряжение
ВО; ОВ	—	обходной выключатель
ВЧЗ	—	высокочастотный заградитель
ВЭС	—	ветроэлектрическая станция
ГАО	—	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГВО	—	график временного отключения потребления
ГПП	—	главная понизительная подстанция
ГРЭС	—	государственная районная электростанция
ГТУ	—	газотурбинная установка
ГТЭС	—	газотурбинная электростанция
ГЭС	—	гидроэлектростанция
ДДТН	—	длительно допустимая токовая нагрузка
ДЗ	—	дистанционная защита
ДЗЛ	—	дифференциальная защита линии
ДЗШ	—	дифференциальная защита шин
ДФЗ	—	дифференциально-фазная защита
ЕЭС	—	Единая энергетическая система
ЗРУ	—	закрытое распределительное устройство
ИП	—	инвестиционный проект
ИТС	—	индекс технического состояния
КВЛ	—	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЗ	—	короткое замыкание
КЛ	—	кабельная линия электропередачи
КРУН	—	комплектное распределительное устройство для наружной установки
КРУЭ	—	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	—	контролируемое сечение

летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С; ПЭВТ	–	летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 35 °С
ЛР	–	линейный разъединитель
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МТЗ	–	максимальная токовая защита
МФТО	–	междуфазная токовая отсечка
н/д	–	нет данных
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОАПВ	–	однофазное автоматическое повторное включение
ОН	–	отключение нагрузки
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПГУ	–	парогазовая установка
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
САОН	–	специальная автоматика отключения нагрузки
СВ	–	секционный выключатель
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СН	–	среднее напряжение

СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
СРС	– схемно-режимная ситуация
СШ	– система (сборных) шин
СЭС	– солнечная электростанция
ТЗНП	– токовая защита нулевой последовательности
ТМ	– телемеханика
ТН	– трансформатор напряжения
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТСН	– трансформатор собственных нужд
ТТ	– трансформатор тока
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УВ	– управляющее воздействие
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УПАСК	– устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УРОВ	– устройство резервирования при отказе выключателя
ФКУ	– фильтро-компенсирующее устройство
ШР	– шунтирующий реактор
ШСВ; МШВ	– шиносоединительный выключатель
ЭС	– электроэнергетическая система, энергосистема
ЭЭ	– электрическая энергия
$I_{адтн}$	– значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	– значение длительно допустимой токовой нагрузки
$S_{ддн}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	– номинальная полная мощность
ΔW	– значение потерь электрической энергии

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края на 2023–2028 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «Республика Адыгея»;
- книга 2 «Краснодарский край».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за период 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского Края с выделением данных по Краснодарскому краю и по Республике Адыгея на каждый год перспективного периода (2023–2028 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2028 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО;
- мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше для исключения непокрываемого дефицита мощности.

При разработке материалов сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – Республика Адыгея и Краснодарский край.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям на территории Республики Адыгея и Краснодарского края и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

- филиал ПАО «Россети» – МЭС Юга – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Адыгея и Краснодарского края;
- филиал ПАО «Россети Кубань» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Республики Адыгея и Краснодарского края.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края

Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края связана с энергосистемами:

- Ростовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 500 кВ – 3 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Ставропольского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 330 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;
- Карачаево-Черкесской Республики (Филиал АО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Республики Крым и г. Севастополь (Филиал АО «СО ЕЭС» Черноморское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт.;
- Грузии (Грузинская государственная электросистема): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;
- Республики Абхазия (Черноморэнерго): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии расположенных на территории Краснодарского края с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей на территории Краснодарского края

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «Абинский электрометаллургический завод»	199
Более 10 МВт	
ООО «Новоросметалл»	70

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Черномортранснефть»	69
ОАО «Новоросцемент»	65
ЗАО «Таманьнефтегаз»	51
АО «КТК-Р» НПС «Тихорецкая»	45
АО «КТК-Р» НПС-7	23
АО «КТК-Р» НПС-8	21
ОАО «Верхнебаканский ЦЗ»	42
ООО «Тепличный комбинат «Зеленая Линия»	35
ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	27
ООО «Еврохим-Белореченские минеральные удобрения»	24
ООО «Афипский НПЗ»	16

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, на 01.01.2022 составила 2475,43 МВт, в том числе: ГЭС – 69,60 МВт, ТЭС – 2405,83 МВт.

Перечень электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с указанием фактической установленной мощности представлен в приложении А.

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (присоединение)	
Всего	2423,17	–	–	–	52,26	2475,43
ГЭС	69,6	–	–	–	–	69,6
ТЭС	2353,57	–	–	–	52,26	2405,83

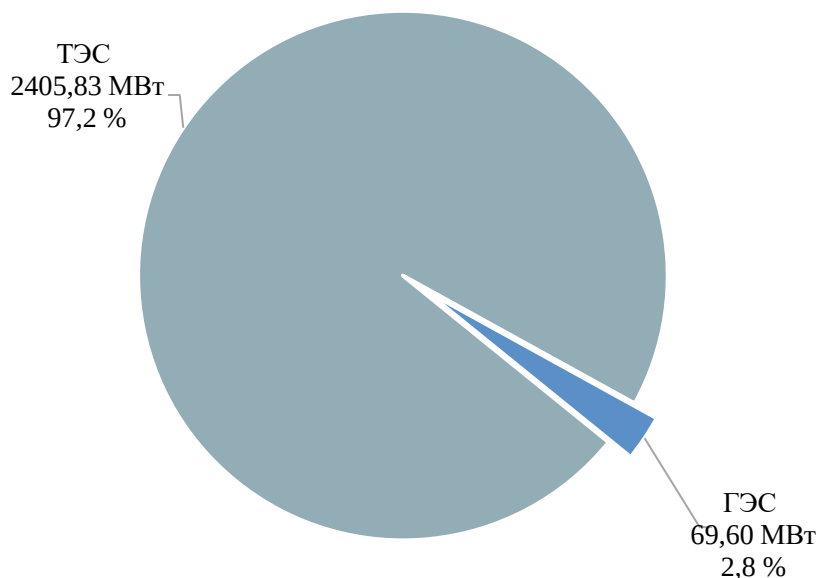


Рисунок 1– Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	26989	27708	27628	27421	29961
Годовой темп прироста, %	0,10	2,66	-0,29	-0,75	9,26
Максимум потребления мощности, МВт	5037	4918	4559	4982	5593
Годовой темп прироста, %	9,52	-2,36	-7,30	9,28	12,27
Число часов использования максимума потребления мощности	5358	5634	6060	5504	5357
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	09.08 14:00	11.07 15:00	23.08 14:00	07.07 14:00	20.07 16:00
Среднесуточная ТНВ, °С	29,1	30,1	27,8	29,6	29,6
<i>В том числе по ЭЭС Краснодарского края</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	25495	26211	26137	25921	28336
Годовой темп прироста, %	0,08	2,81	-0,28	-0,83	9,32

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Доля потребления электрической энергии Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	94,5	94,6	94,6	94,5	94,6
Потребление мощности, МВт	4783	4663	4305	4727	5325
Годовой темп прироста, %	10,00	-2,51	-7,68	9,80	12,65
Доля потребления мощности Краснодарского края в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, %	95,0	94,8	94,4	94,9	95,2
Число часов использования максимума потребления мощности	5300	5621	6071	5484	5321

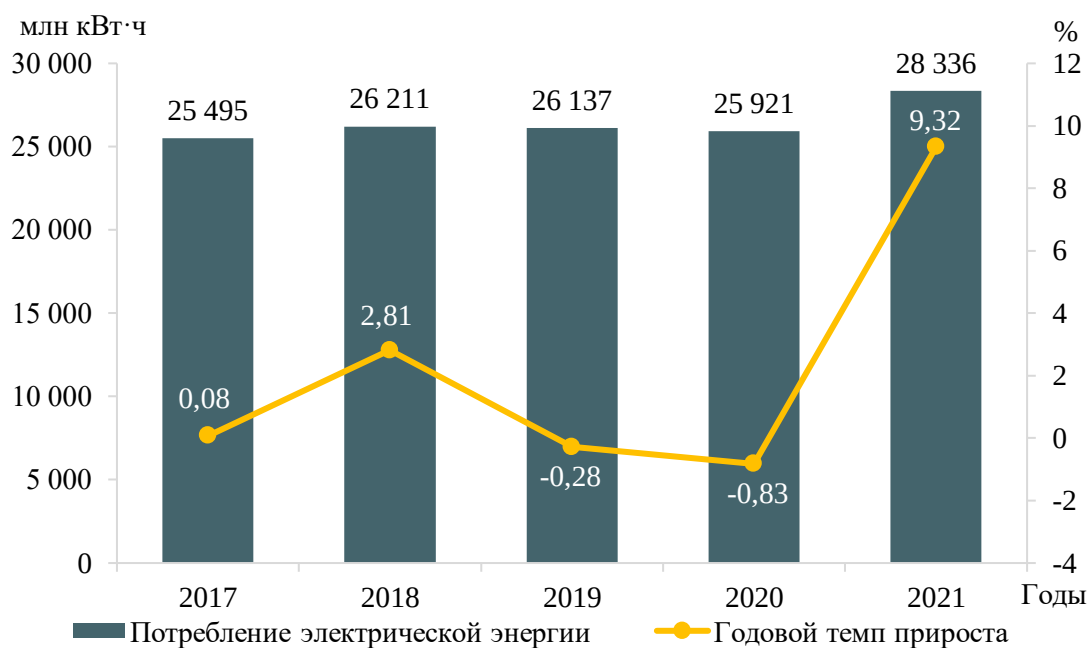


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии Краснодарского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

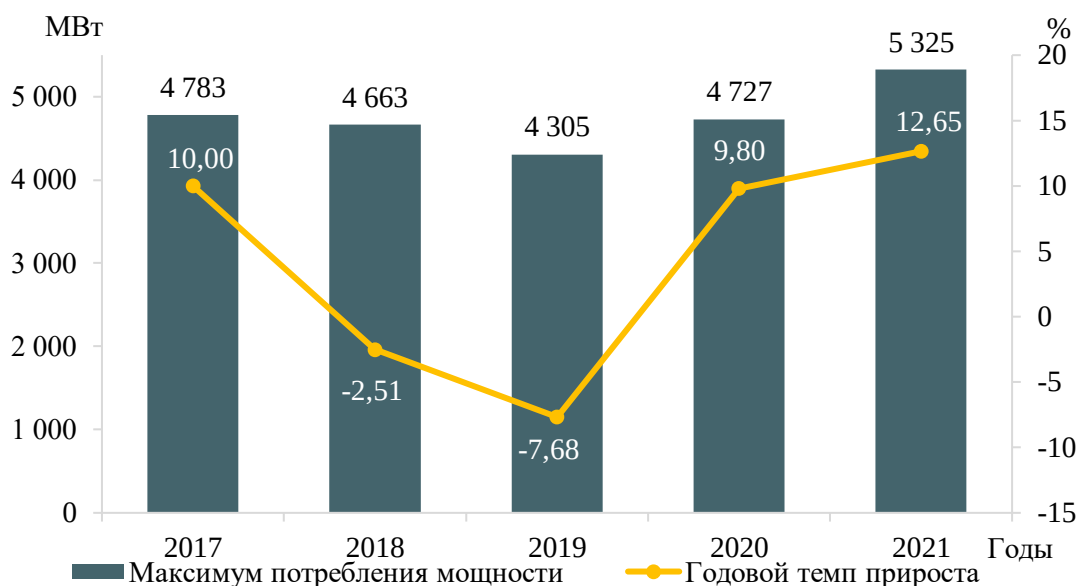


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края увеличилось на 2999 млн кВт·ч и составило в 2021 году 29961 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,13 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,26 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -0,75 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края вырос на 994 МВт и составил 5593 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,99 %.

Краснодарский край, наравне с Крымом, является основным курортом страны. Вследствие чего, особенностью энергосистемы является прохождение максимальных нагрузок в летний период. Величина максимума зависит в основном от численности отдыхающих в период летних отпусков, на увеличение которого в последние 2 отчетных года сказалась эпидемиологическая ситуация в мире.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,27 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение мощности -7,30 % в 2019 году. Особенностью энергосистемы является прохождение годового максимума потребления мощности в летний период. Максимумы зимних периодов на 8–13 % ниже годового максимума. Максимумы зимних периодов на 8–13 % ниже годового максимума.

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии Краснодарского края увеличилось на 2861 млн кВт·ч и составило в 2021 году 28336 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,15 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,32 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -0,83 %.

Доля Краснодарского края в суммарном потреблении электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период находилась на уровне 94,5–94,6 %.

За период 2017–2021 годов потребление мощности Краснодарского края вырос на 977 МВт и составил 5325 МВт, что соответствует среднегодовому темпу

прироста мощности 4,14 %. Значение показателя выше, чем в целом по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края.

Наибольший годовой прирост мощности составил 12,65 % в 2021 году, наибольшее годовое снижение мощности зафиксировано в 2019 году и составило -7,68 %.

Доля Краснодарского края в максимальном потреблении мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в ретроспективный период находилась на уровне 94,4–95,2 %.

Режим электропотребления Краснодарского края из-за значительной доли в энергосистеме сопоставим с режимом энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в целом.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Краснодарского края обуславливалась следующими факторами:

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- прохождением годовых максимумов в летний период;
- устойчивым ростом потребления на металлургическом производстве ООО «Абинский электрометаллургический завод»;
- вводом новых потребителей, в том числе ООО «ТК» Зеленая Линия;
- увеличением потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП за ретроспективный период на территории Краснодарского края приведен в таблице 4. Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный период на территории Краснодарского края приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП за ретроспективный пятилетний период

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Лорис – Пашковская на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис и ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская	ПАО «Россети Кубань»	2018	0,7 км
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Лорис – Пашковская на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ЛЭП:	ПАО «Россети Кубань»	2018	0,7 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
		ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис и ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская			
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Новомихайловская – Лермонтово на ПС 110 кВ Лазурная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская и ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная	ПАО «Россети Кубань»	2018	0,12 км
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Новомихайловская – Лермонтово на ПС 110 кВ Лазурная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Лазурная – Новомихайловская и ВЛ 110 кВ Лермонтово – Лазурная	ПАО «Россети Кубань»	2018	0,12 км
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская тяговая. Образована из ВЛ 110 кВ Усть-Лабинск – Кореновская тяговая путем отключения от ПС 220 кВ Усть-Лабинск и подключением к ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети Кубань»	2018	–
6	220 кВ	ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона I цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат I цепь на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ВЛ: ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I цепь и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона I цепь	ПАО «Россети»	2018	0,59 км
7	220 кВ	ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат II цепь на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ВЛ: ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона II цепь и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона II цепь	ПАО «Россети»	2018	0,44 км
8	220 кВ	ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат I цепь на	ПАО «Россети»	2018	0,59 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
		ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ВЛ: ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I цепь и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона I цепь			
9	220 кВ	ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона II цепь. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Витаминкомбинат II цепь на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух ВЛ: ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона II цепь и ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона II цепь	ПАО «Россети»	2018	0,44 км
10	220 кВ	ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Усть-Лабинск – Тихорецк на ПС 220 кВ Ново-Лабинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская и ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск	ПАО «Россети»	2018	0,17 км
11	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Тамань – Порт №1	ПАО «Россети Кубань»	2018	53,7 км
12	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Тамань – Порт №2	ПАО «Россети Кубань»	2018	53,8 км
13	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Усть-Лабинск – Тихорецк на ПС 220 кВ Ново-Лабинская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская и ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск	ПАО «Россети»	2018	0,17 км
14	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 220 кВ Порт от ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Волна 1 цепь с отпайкой на ПС Волна-2 и изменением диспетчерского наименования на ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Порт №1 с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2019	5,36 км
15	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 220 кВ Порт от ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Волна 2 цепь с отпайкой на ПС Волна-2 и изменением диспетчерского наименования на ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Порт №2 с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2019	5,27 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская 220 – Вышестеблиевская тяговая	ПАО «Россети Кубань»	2019	4,17 км
17	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская тяговая – Портовая тяговая	ПАО «Россети Кубань»	2019	29,36 км
18	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Порт – Портовая тяговая	ПАО «Россети Кубань»	2019	6,1 км
19	110 кВ	КВЛ 110 Восточная промзона – ЗИП с отпайкой на ПС РИП. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ЗИП с отпайкой на ПС РИП на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух новых ЛЭП: КВЛ 110 Восточная промзона – ЗИП с отпайкой на ПС РИП и КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ -Восточная промзона с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2019	2,74 км
20	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо- Восточная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ОБД – Северная на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух новых ЛЭП: КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо- Восточная и КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Северная	ПАО «Россети Кубань»	2019	4,27 км
21	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Северная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ОБД – Северная на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух новых ЛЭП: КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо- Восточная и КВЛ 110 кВ Восточная промзона – Северная	ПАО «Россети Кубань»	2019	4,27 км
22	110 кВ	КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ЗИП с отпайкой на ПС РИП на ПС 220 кВ Восточная промзона с образованием двух новых ЛЭП: КВЛ 110 Восточная промзона – ЗИП с отпайкой на ПС РИП и КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2019	2,74 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
23	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Аэродром Кореновск I цепь	АО «Оборонэнерго»	2019	51,61 км
24	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Аэродром Кореновск II цепь	АО «Оборонэнерго»	2019	51,61 км
25	220 кВ	ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Армавир – Центральная на ПС 220 кВ Ветропарк с образованием двух новых ЛЭП: ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк	ПАО «Россети»	2019	16,17 км
26	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская I цепь	ПАО «Россети»	2019	2,79 км
27	220 кВ	Строительство новой ВЛ 220 кВ Восточная промзона – Кругликовская II цепь	ПАО «Россети»	2019	3,07 км
28	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – Вышестеблиевская на ПС 500 кВ Тамань с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора и ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская №2	ПАО «Россети»	2019	0,82 км
29	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская №2. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – Вышестеблиевская на ПС 500 кВ Тамань с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора и ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская №2	ПАО «Россети»	2019	0,82 км
30	220 кВ	ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Армавир – Центральная на ПС 220 кВ Ветропарк с образованием двух новых ЛЭП: ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк и ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк	ПАО «Россети»	2019	16,17 км
31	220 кВ	Строительство новой КВЛ 220 кВ Афипская – Афипский НПЗ	ПАО «Россети»	2019	6,54 км
32	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Тихорецк – Зелёная линия №1	ПАО «Россети»	2019	3 км
33	220 кВ	Строительство новой КЛ 220 кВ Тихорецк – Зелёная линия №2	ПАО «Россети»	2019	3 км
34	110 кВ	Подключение ПС 110 кВ Ангарская отпайкой от	ПАО «Россети Кубань»	2020	0,07 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
		КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона			
35	110 кВ	Подключение ПС 110 кВ Ангарская отпайкой от КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – РИП	ПАО «Россети Кубань»	2020	0,07 км
36	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Афи́пская – Науменковская №1	АО «Оборонэнерго»	2020	6,87 км
37	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Афи́пская – Науменковская №2	АО «Оборонэнерго»	2020	6,87 км
38	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Восточная Промзона – Северная №1	ПАО «Россети Кубань»	2020	7,6 км
39	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Восточная Промзона – Северная №2	ПАО «Россети Кубань»	2020	7,6 км
40	220 кВ	ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – НПС-8 на ПС 220 кВ Чекон и ПС 220 кВ Киевская с образованием трёх ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон, ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон и ВЛ 220 кВ Киевская – НПС-8	ПАО «Россети»	2020	4 км
41	220 кВ	ВЛ 220 кВ Киевская – НПС-8. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – НПС-8 на ПС 220 кВ Чекон и ПС 220 кВ Киевская с образованием трёх ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон, ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон и ВЛ 220 кВ Киевская – НПС-8	ПАО «Россети»	2020	5 км
42	220 кВ	ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Бужора – НПС-8 на ПС 220 кВ Чекон и ПС 220 кВ Киевская с образованием трёх ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон, ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон и ВЛ 220 кВ Киевская – НПС-8	ПАО «Россети»	2020	5 км
43	110 кВ	ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская. Включение участка ЛЭП на ПС 110 кВ Красноармейская отдельной ЛЭП	ПАО «Россети Кубань»	2021	0,06 км
44	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – НПС Нововеличковская I цепь	АО «Черномортранснефть»	2021	21,82 км
45	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – НПС Нововеличковская II цепь	АО «Черномортранснефть»	2021	21,82 км
46	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Лесной порт от КВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП II цепь с отпайками	ПАО «Россети Кубань»	2021	8,45 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
47	220 кВ	ВЛ 220 кВ Бужора – Виноградная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора на ПС 220 кВ Виноградная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Виноградная и ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная	ПАО «Россети»	2021	8,9 км
48	220 кВ	ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Тамань – Бужора на ПС 220 кВ Виноградная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Бужора – Виноградная и ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная	ПАО «Россети»	2021	8,9 км
49	500 кВ	Введена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	ПАО «Россети»	2018	498,67 км
50	500 кВ	Выполнен заход ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавказиони) на ПС 500 кВ Джвари с образованием двух ЛЭП: ВЛ 500 кВ Центральная – Джвар и (ВЛ 500 кВ Кавказиони) и ВЛ 500 кВ Ингури ГЭС – Джвари (ВЛ 500 кВ Лиа). Протяженность нового участка ВЛ 500 кВ Центральная – Джвар и (ВЛ 500 кВ Кавказиони) составила 5,9 км	ПАО «Россети»	2021	5,9 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный пятилетний период

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Аше	ПАО «Россети Кубань»	2018	10 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Лазурная	ПАО «Россети Кубань»	2018	2×10 МВА
3	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Лорис	ПАО «Россети Кубань»	2018	25 МВА
4	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Юго-Западная	ПАО «Россети Кубань»	2018	40 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Восточная промзона	ПАО «Россети»	2018	2×80 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети»	2018	40 МВА 2×25 Мвар
7	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Восточная промзона	ПАО «Россети»	2018	2×200 МВА
8	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Крыловская	ПАО «Россети»	2018	125 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Крымская	ПАО «Россети»	2018	125 МВА
10	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Ново- Лабинская	ПАО «Россети»	2018	2×125 МВА
11	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Порт	ПАО «Россети Кубань»	2018	200 МВА
12	500 кВ	Установка БСК и трансформаторов на ПС 500 кВ Тамань	ПАО «Россети»	2018	180 Мвар 501 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Аэродром Кореновск	АО «Оборонэнерго»	2019	2×10 МВА
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Вышестеблиевская тяговая	ОАО «РЖД»	2019	3×40 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Кореновская тяговая	ОАО «РЖД»	2019	40 МВА
16	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ ОБД	ПАО «Россети Кубань»	2019	2×40 МВА
17	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Портовая тяговая	ОАО «РЖД»	2019	2×40 МВА
18	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Крыловская	ПАО «Россети»	2019	25 МВА
19	110 кВ	Строительство ПС 220 кВ Порт	ПАО «Россети Кубань»	2019	2×16 МВА
20	110 кВ	Замена БСК на ПС 330 кВ Кропоткин	ПАО «Россети»	2019	52 Мвар
21	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Брюховецкая	ПАО «Россети»	2019	125 МВА
22	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Вышестеблиевская	ПАО «Россети»	2019	125 МВА
23	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Зелёная линия	ПАО «Россети»	2019	10 МВА+2× 63 МВА
24	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Порт	ПАО «Россети Кубань»	2019	200 МВА
25	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Ангарская	ПАО «Россети Кубань»	2020	2×25 МВА
26	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Науменковская	АО «Оборонэнерго»	2020	2×10 МВА
27	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Крыловская	ПАО «Россети»	2020	25 МВА
28	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ АЭМЗ	ООО «АЭМЗ»	2020	160 МВА
29	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Почтовая	ПАО «Россети Кубань»	2021	25 МВА
30	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ НПС Нововеличковская	АО «Черномортранс- нефть»	2021	2×25 МВА
31	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Виноградная	ОАО «РЖД»	2021	2×25 МВА
32	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Киевская	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
33	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чекон	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
34	220 кВ	Установка третьего автотрансформатора на ПС 220 кВ Афипиская	ПАО «Россети»	2022	125 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На территории Краснодарского края к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- 1) Центральный энергорайон, в том числе:
 - Краснодарский энергоузел;
 - Тимашевский энергоузел;
 - Усть-Лабинский энергоузел;
- 2) Юго-Западный энергорайон, в том числе:
 - Контролируемое сечение «Юго-Запад»
 - Красноармейский энергоузел;
 - Транзит ВЛ 110 кВ Афи́пская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая;
- 3) Тихорецкий энергоузел;
- 4) Армавирский энергоузел;
- 5) Лабинский энергоузел.

2.1.1 Краснодарский энергоузел

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Краснодарском энергоузле Центрального энергорайона.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Краснодарского энергоузла Центрального энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения АТ-1(2) на ПС 220 кВ Витаминкомбинат в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) с учетом СРМ (размыкание транзитов 110 кВ Восточная промзона – РИП – Витаминкомбинат на ПС 110 кВ РИП, Краснодарская ТЭЦ – ОБД – Восточная промзона и Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками со стороны ПС 220 кВ Восточная промзона, Яблоновская – Западная-2 на ПС 110 кВ Западная-2) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Лорис превышает АДТН на величину до 16 %, расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона с отпайкой на ПС Ангарская превышает ДДТН на величину 5 % Для ликвидации недопустимой перегрузки ЛЭП в, том числе действием АОПО, требуется размыкание транзита 110 кВ Восточная промзона – Лорис – Витаминкомбинат отключением КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Лорис на ПС 110 кВ Лорис, размыкание КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона с отпайкой на ПС Ангарская со стороны ПС 220 кВ Витаминкомбинат. Размыкание вышеуказанных транзитов 110 кВ между ПС 220 кВ Восточная промзона и ПС 220 кВ Витаминкомбинат с учетом проведения дополнительных схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки ПС 110 кВ Ангарская на питание от КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Восточная промзона с отпайкой на ПС Ангарская, переносу точки разрыва транзита 110 кВ Восточная промзона – РИП – Витаминкомбинат на ПС 220 кВ Витаминкомбинат, отключения КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Нововеличковская и ВЛ 110 кВ ВНИИРис – Новомышастовская приводит к увеличению токовой нагрузки оставшегося в работе АТ на ПС 220 кВ Витаминкомбинат на величину до 45 % свыше ДДТН и на величину 61 % свыше номинальных значений при допустимой величине аварийной перегрузки в течение 8 часов не более 15 % от номинальных значений Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объёме до 85 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и в единичной ремонтной схемах	Расчетная токовая нагрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Витаминкомбинат составляет 1541 А (145 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 1064 А	Отсутствуют	Ввод в работу ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с заходами ВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая). Ввод в работу КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 I цепь с отпайкой на ПС Тургеневская. Ввод в работу КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 II цепь с отпайками	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С аварийное отключение КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная-2 II цепь с отпайками (КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная-2 I цепь с отпайкой на ПС Военгородок) в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Западная-2 с учетом выполненного в ремонтной схеме СРМ по размыканию ВЛ 110 кВ Набережная – Западная-2 с отпайкой на ПС ИКЕА на ПС 110 кВ Западная-2 приводит к превышению АДТН КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная -2 I цепь с отпайкой на ПС Военгородок (КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат –	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме). / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная-2 I цепь с отпайкой на ПС Военгородок на участке от ПС 220 кВ Витаминкомбинат до отпайки на ПС 110 кВ Военгородок составляет 944 А (149 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> АДТН 630 А (ВЧЗ ПС 220 кВ Витаминкомбинат). Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная-2 I цепь с отпайкой на ПС Военгородок на участке от ПС 110 кВ Западная-2 до отпайки на	Отсутствуют	Установка АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная-2 I цепь с отпайкой на ПС Военгородок с отключением потребителей от САОН ПС 110 кВ Западная-2, ПС 110 кВ Военгородок. Установка АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная-2 II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Витаминкомбинат с отключением потребителей от САОН	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
Западная-2 II цепь с отпайками) на участке от отпайки на ПС 110 кВ Военгородок до ПС 220 кВ Витаминкомбинат на величину до 49 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО до 75 МВт		ПС 110 кВ Военгородок составляет 727 А (135 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> АДТН 539 А (провод ЛЭП). Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная-2 II цепь с отпайками на участке от ПС 220 кВ Витаминкомбинат до отпайки на ПС 110 кВ Военгородок составляет 944 А (149 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> АДТН 630 А (ВЧЗ ПС 220 кВ Витаминкомбинат). Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная-2 II цепь с отпайками на участке от ПС 110 кВ Западная-2 до отпайки на ПС 110 кВ Военгородок составляет 727 А (135 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> АДТН 539 А (провод ЛЭП)		ПС 110 кВ Западная-2, ПС 110 кВ Военгородок		
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С аварийном отключении (с переходом в единичную ремонтную схему) КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо-Восточная приводит к токовой перегрузке свыше длительно допустимых значений провода КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками на участке от Краснодарской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная на 58 %, а на участке от отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная до отпайки на ПС 110 кВ Северо-Восточная на 42 %. После размыкания транзита отключением В-110 Краснодарская ТЭЦ на ПС 220 кВ Восточная промзона происходит токовая перегрузка свыше длительно допустимых значений провода КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками на участке от Краснодарской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная на 32 %, а на участке от отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная до отпайки на ПС 110 кВ Северо-Восточная на 16 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО до 22 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и в единичной ремонтной схемах	Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками на участке от Краснодарской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная составляет 452 А (132 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343 А (провод ЛЭП). Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками на участке от отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная до отпайки на ПС 110 кВ Северо-Восточная составляет 396 А (116 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343 А (провод ЛЭП)	Отсутствуют	Реконструкция КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ - Восточная промзона с отпайками с заменой провода на провод с большей пропускной способностью не менее 452 А при ТНВ +35 °С на участке от Краснодарской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная и не менее 396 А при ТНВ +35 °С на участке от отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная до отпайки на ПС 110 кВ Северо-Восточная	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С аварийном отключении (с переходом в единичную ремонтную схему) КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ - Восточная промзона с отпайками приводит к токовой перегрузке свыше длительно допустимых значений провода ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ОБД с отпайкой на ПС Юго-Восточная на участке от Краснодарской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная на 62 %, ошиновки ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ОБД с отпайкой на ПС Юго-Восточная на Краснодарской ТЭЦ на 30 %, на участке от отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная до ПС 110 кВ ОБД на 31 %, а также приводит к перегрузке КВЛ 110 кВ Восточная промзона - ОБД	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и в единичной ремонтной схемах	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ОБД с отпайкой на ПС Юго-Восточная на участке от Краснодарской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная составляет 555 А (162 % от ДДТН провода, 130 % от ДДТН ошиновки). <i>Допустимые параметры:</i> 343 А (провод ЛЭП), 427 А (ошиновка). Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками на участке от отпайки на ПС 110 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ОБД с отпайкой на ПС Юго-Восточная с заменой провода на провод с большей пропускной способностью не менее 555 А при ТНВ +35 °С на участке от Краснодарской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная и не менее 449 А при ТНВ +35 °С на участке от отпайки на ПС 110 кВ Юго-Восточная до ПС 110 кВ ОБД. Реконструкция Краснодарской ТЭЦ с заменой ошиновки ВЛ 110 кВ	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
с отпайкой на ПС Северо-Восточная на участке от ПС 110 кВ ОБД до отпайки на ПС 110 кВ Северо-Восточная на 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО до 42 МВт		Юго-Восточная до ПС 110 кВ ОБД составляет 449 А (131 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343 А (провод ЛЭП). Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо-Восточная на участке от ПС 110 кВ ОБД до отпайки на ПС 110 кВ Северо-Восточная составляет 380 А (111 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343 А (провод ЛЭП)		Краснодарская ТЭЦ – ОБД с отпайкой на ПС Юго-Восточная не менее 555 А для +35 °С ¹⁾ . Реконструкция КВЛ 110 кВ Восточная промзона – ОБД с отпайкой на ПС Северо-Восточная на участке от ПС 110 кВ ОБД до отпайки на ПС 110 кВ Северо-Восточная с заменой провода на провод с большей пропускной способностью не менее 380 А при ТНВ +35 °С ²⁾		

Примечания

- 1 ¹⁾ Мероприятие реализовано в соответствии с письмом ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго» от 28.10.2022 №03-03-01-02-4006.
- 2 ²⁾ Мероприятие реализовано в соответствии с письмом ПАО «Россети Кубань» от 15.07.2022 № РК/033/317-исх.

2.1.2 Тимашевский энергоузел

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых существуют потенциальные риски необходимости ввода ГАО в Тимашевском энергоузле Центрального энергорайона.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Тимашевского энергоузла Центрального энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения АТ-1 на ПС 220 кВ Брюховецкая (с переходом в единичную ремонтную схему) происходит превышение ДДТН АТ-2 на ПС 220 кВ Брюховецкая на величину до 36 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и единичной ремонтной схемах	Расчетная токовая нагрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Брюховецкая 427 А (136 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 314 А (обмотка ВН АТ-2)	Отсутствуют	Установка АТ-3 мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Брюховецкая	Отсутствуют	Да

2.1.3 Усть-Лабинский энергоузел

В таблице 8 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых существуют потенциальные риски необходимости ввода ГАО в Усть-Лабинском энергоузле Центрального энергорайона.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Усть-Лабинского энергоузла Центрального энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения 2 СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Усть-Лабинск в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) с учетом СРМ в послеаварийной схеме – перевод части нагрузки ПС 110 кВ Еленовская на электроснабжение от ПС 110 кВ Шовгеновская, расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Усть-Лабинск превышает ДДТН на величину до 46 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Усть-Лабинск составляет 200 А (146 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 137 А (обмотка ВН АТ)	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на питание от трансформаторов 110/35/10 кВ Т-3, Т-4 ПС 220 кВ Ново-Лабинская. Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская (УЦ)-Откормбаза, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская-220-Сельхозтехника, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская 2 – Усть-Лабинская-220 для перевода части нагрузки 35 кВ ПС 220 кВ Усть-Лабинск на ПС 220 кВ Ново-Лабинская ¹⁾	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Тихорецк – Рассвет в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) с учетом СРМ в послеаварийной схеме – перевод нагрузки ПС 110 кВ Динская на электроснабжение от ПС 110 кВ Лорис, расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская тяговая превышает ДДТН на величину до 198 %. Напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ транзита Ново-Лабинская – Кореновская – Рассвет снижается ниже МДН Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 39 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская тяговая составляет 783 А (198 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 396 А (провод ЛЭП). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кореновская – Кореновская тяговая составляет 664 А (167 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 396 А (провод ЛЭП). Напряжение на шинах 110 кВ ПС 110 кВ Кореновская тяговая 86,7 кВ, ПС 110 кВ Кореновская 83,5 кВ, ПС 110 кВ Журавская 82,9 кВ, ПС 110 кВ Кореновский С/З 83,5 кВ, ПС 110 кВ Выселки 76,6 кВ, ПС 110 кВ Выселковский С/З 76,5 кВ, ПС 110 кВ Бузиновская 75,9 кВ, ПС 110 кВ Рассвет 75,5 кВ. <i>Допустимые параметры:</i> 88,55 кВ (МДН)	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская. Строительство ячейки 110 кВ ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская на ПС 110 кВ Кореновская	Отсутствуют	Да

Примечание – ¹⁾ Наименование мероприятия приведено в соответствии с пунктом 8 протокола Минэнерго России от 14.10.2022 №НШ-291пр.

2.1.4 Контролируемое сечение «Юго-Запад»

В таблице 9 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в контролируемом сечении «Юго-Запад» Юго-Западного энергорайона.

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций контролируемого сечения «Юго-Запад» Юго-Западного энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Радуга превышает ДДТН на величину до 13 %, ВЛ 110 кВ Джигинская – Радуга на величину до 11 %, ВЛ 110 кВ Крымская – Крымская ПТФ на величину до 5 %, ВЛ 110 кВ Варениковская – Гостагаевская на величину до 5 % Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объёме до 20 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и единичной ремонтной схем	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Вышестеблиевская – Радуга составляет 388 А (113 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343 А (провод ЛЭП). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Джигинская – Радуга составляет 381 А (111 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 343 А (провод ЛЭП). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Крымская – Крымская ПТФ составляет 558 А (105 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 532 А (провод ЛЭП). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Варениковская – Гостагаевская составляет 610 А (105 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 585 А (провод ЛЭП)	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете №2. Реконструкция ПС 220 кВ Бужора со строительством одной линейной ячейки в РУ 110 кВ для присоединения ЛЭП 110 кВ Бужора – Джемете № 2	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная с учетом включения ГТУ-1 на Мобильной ГТЭС ПС 220 кВ Кирилловская в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) расчетный переток в КС «Юго-Запад» превышает МДП на 11 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объёме до 15 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения МДП	Расчетный переток в КС «Юго-Запад» составляет 1781 МВт (на 11 МВт выше МДП). <i>Допустимые параметры:</i> 1770 МВт	Отсутствуют	Строительство Ударной ТЭС с включением одного блока	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С (с учетом фактического максимального потребления ПС 220 кВ Киевская, ПС 220 кВ Чекон, зафиксированного в ПЭВТ 2021 года величиной 38 МВт) аварийное отключение ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кирилловская – Раевская превышает ДДТН на величину до 6 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объёме до 10 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кирилловская – Раевская составляет 419 А (106 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 396 А	Отсутствуют	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон и ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская ¹⁾ на Ударную ТЭС	Отсутствуют	Да

Примечание – ¹⁾ Выполнено строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамань-Славянская на Ударную ТЭС с образованием ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС - Тамань (постановка под напряжение 07.12.2022) и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС - Славянская (постановка под напряжение 06.12.2022)

2.1.5 Красноармейский энергоузел

В таблице 10 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Красноармейском энергоузле Юго-Западного энергорайона.

Таблица 10 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций в Красноармейском энергоузле Юго-Западного энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С отключение П СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Славянская приводит к превышению АДТН ВЛ 110 кВ Славянская – ПТФ с отпайкой на ПС Славянская-110, с учётом реализации схемно-режимных мероприятий (отключение СМВ 110 кВ на ПС 110 кВ Новопетровская, отключение МВ 110 кВ ВЛ Старонижестеблиевская на ПС 110 кВ Красноармейская). При этом возникает превышение ДДТН ВН и СН АТ-1 ПС 220 кВ Славянск. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГВО в объёме до 10 МВт	Нормативное возмущение в нормальной схеме (до 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме. Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Славянская – ПТФ с отпайкой на ПС Славянская-110 составляет 521 А (131 % от ДДТН, 110 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> ДДТН 396 А (провод ЛЭП). АДТН 475 А (провод ЛЭП). Расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Славянск составляет ВН АТ-1 ПС 220 кВ Славянск – 337 А (108 % от ДДТН) СН АТ-1 ПС 220 кВ Славянск – 645 А (103 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> ДДТН 313 А (обмотка ВН АТ-1 ПС 220 кВ Славянск). АДТН 376 А (сторона ВН АТ-1 ПС 220 кВ Славянск) ДДТН 625 А (обмотка СН АТ-1 ПС 220 кВ Славянск в положении РПН соответствующему коэффициенту трансформации 0,473). АДТН 750 А (обмотка СН АТ-1 ПС 220 кВ Славянск в положении РПН соответствующему коэффициенту трансформации 0,473)	Отсутствуют для ликвидации превышения АДТН ВЛ 110 кВ Славянская – ПТФ с отпайкой на ПС Славянская-110. Перевод РПН 110 кВ АТ-1 ПС 220 кВ Славянск в положение соответствующее коэффициенту трансформации 0,473 и отключение выключателя ВЛ 110 кВ Славянская – ПАОС на ПС 220 кВ Славянск действиями оперативного персонала в течение 20 минут (для ликвидации превышения ДДТН АТ-1) ¹⁾	Строительство участка ЛЭП 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Славянская – Славянская-110 с отпайкой на ПС Протока тяговая до ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная с образованием ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская с отпайками на ПС Славянская, ПС Протока тяговая, ПС Центральная	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Славянская – ПТФ расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – ВНИИРис с отпайкой на ПС Водозабор с учётом реализации СРМ (УВ на ОН от АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – ВНИИРис с отпайкой на ПС Водозабор на ПС 110 кВ ВНИИРис и ПС 110 кВ Красноармейская) превышает АДТН на величину до 112 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объёме до 18 МВт	Нормативное возмущение в единичной ремонтной схеме или в схеме с отключенным состоянием одной единицы генерирующего оборудования (до 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме). / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – ВНИИРис с отпайкой на ПС Водозабор составляет 465 А (112 % от АДТН, 135 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> ДДТН 343 А (провод ЛЭП). ДДТН 412 А (провод ЛЭП)	Отсутствуют	Организация УВ на ОН от АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – ВНИИРис с отпайкой на ПС Водозабор с отключением потребителей от САОН ПС 110 кВ Центральная. Установка ПРД ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная на ПС 110 кВ Красноармейская ¹⁾ . Установка ПРМ ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная на ПС 110 кВ Центральная	Отсутствуют	Да

Примечание – ¹⁾ Мероприятие реализовано в соответствии с письмом ПАО «Россети Кубань» от 04.07.2022 №РК/033/271-исх.

2.1.6 Транзит ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая

В таблице 11 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО транзита ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая Юго-Западного энергорайона.

Таблица 11 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций транзита ВЛ 110 кВ Афипская – Северская – Ильская – Холмская – Абинская – Крымская тяговая Юго-Западного энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Крымская тяговая – Абинская в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Афипская – Северская превышает ДДТН на величину до 25 % Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 18 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме). / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и единичной ремонтной схемах	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Афипская – Северская составляет 496 А (125 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 396 А (провод ЛЭП)	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая	Отсутствуют	Да

2.1.7 Тихорецкий энергоузел

В таблице 12 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Тихорецком энергоузле.

Таблица 12 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Тихорецкого энергоузла

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения АТ-5(6) на ПС 500 кВ Тихорецк в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему), с учетом проведения СРМ (отключение ВЛ 220 кВ Тихорецк – Крыловская) расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-6(5) на ПС 500 кВ Тихорецк превышает ДДТН на величину до 17 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 170 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме)/ Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в нормальной и в единичной ремонтной схемах	Расчетная токовая нагрузка АТ-5(6) ПС 500 кВ Тихорецк составляет 1639 А (117 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 1402 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Завершение 3 этапа реконструкции ПС 500 кВ Тихорецк с вводом в работу АТ-2 (330/220/6 кВ), АТ-3 (330/220/35 кВ) и АТ-7 (220/110/10 кВ) на ПС 500 кВ Тихорецк. Установка третьей группы АТГ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Тихорецк мощностью 3×167 МВА	Отсутствуют	Да

2.1.8 Армавирский энергоузел

В таблице 13 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Армавирском энергоузле.

Таблица 13 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Армавирского энергоузла

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С аварийное отключение АТ-1 с АТ-2 и 2 СШ-330 на ПС 330 кВ Армавир (с переходом в единичную ремонтную схему АТ-1 и АТ-2) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению сети 110 кВ между ПС 330 кВ Армавир и ПС 330 кВ Кропоткин, ПС 330 кВ Армавир и ПС 500 кВ Центральная расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 23 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 80 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме)/ Отсутствие превышения ДДТН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-5 ПС 330 кВ Армавир составляет 1068 А (123 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 868 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С аварийное отключение 2 СШ-330 с АТ-1 и АТ-2 и 2 СШ-330 на ПС 330 кВ Армавир (с переходом в единичную ремонтную схему 2 СШ-330) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению сети 110 кВ между ПС 330 кВ Армавир и ПС 330 кВ Кропоткин, ПС 330 кВ Армавир и ПС 500 кВ Центральная с учетом разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2 расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 23 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 80 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме)/ Отсутствие превышения ДДТН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-5 ПС 330 кВ Армавир составляет 1068 А (123 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 868 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2. Подключение АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С аварийное отключение 1 СШ-330 с АТ-1 и АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир (с переходом в единичную ремонтную схему 1 СШ-330) с учетом выполнения схемно-режимных мероприятий по делению сети 110 кВ между ПС 330 кВ Армавир и ПС 330 кВ Кропоткин, ПС 330 кВ Армавир и ПС 500 кВ Центральная с учетом разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2 и подключения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330 расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 73 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 170 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме)/ Отсутствие превышения ДДТН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка АТ-2 ПС 330 кВ Армавир составляет 936 А (173 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 541 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2. Подключение АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330. Переподключение АТ-5 по стороне 330 кВ в полторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Успенская НПС – Заветная (Л-51) с учетом реализации разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2, подключения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330, переподключения АТ-5 по стороне 330 кВ в полторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ и превентивного отключения ВЛ 110 кВ Армавир – Шовгеновская со стороны	Нормативное возмущение в ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения)/ Отсутствие превышения АДТН	Расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Армавир составляет 778 А (113 % от АДТН), АТ-2 ПС 330 кВ Армавир составляет 762 А (111 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 688 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Установка АОПО АТ-1 и АТ-2 с действием на деление сети и ОН	Отсутствуют	Да

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
ПС 330 кВ Армавир (до 20 минут после нормативного возмущения) расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир превышает АДТН на величину до 13 %, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир превышает АДТН на величину до 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 50 МВт						
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения АТ-2 (АТ-1) на ПС 330 кВ Армавир в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) с учетом реализации разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2, подключения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330, переподключения АТ-5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ и превентивного отключения ВЛ 110 кВ Армавир – Шовгеновская со стороны ПС 330 кВ Армавир (до 20 минут после нормативного возмущения) расчетная токовая нагрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир превышает АДТН на величину до 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт	Нормативное возмущение в ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения)/ Отсутствие превышения АДТН	Расчетная токовая нагрузка АТ-5 ПС 330 кВ Армавир составляет 1220 А (111 % от АДТН). Допустимые параметры: 1101 А (обмотка СН)	Отсутствуют	Установка АОПО АТ-5 с действием на деление сети и ОН	Отсутствуют	Да
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь) с учетом реализации разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2, подключения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330, переподключения АТ-5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ и превентивного отключения ВЛ 110 кВ Армавир – Шовгеновская со стороны ПС 330 кВ Армавир, замены ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь) на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ на провод с пропускной способностью не ниже АС-185 и неблагоприятного перераспределения нагрузок на ПС 110 кВ ЗТВС (до 20 минут после нормативного возмущения) расчетная токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ II цепь (I цепь) на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ превышает ДДТН на величину до 9 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 10 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме)/ Отсутствие превышения ДДТН в единичной ремонтной схеме	Расчетная токовая нагрузка ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь составляет 498 А (109 % от ДДТН). Допустимые параметры: 458 А (провод ВЛ)	Отсутствуют	Замена ошиновки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I цепь (II цепь) на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ на провод с пропускной способностью не ниже АС-185. Спрямление ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС и ВЛ 110 кВ Армавирская ТЭЦ – ЗТВС с образованием ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ №3 с отпайкой на ПС ЗТВС	Отсутствуют	Да

2.1.9 Лабинский энергоузел

В таблице 14 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Лабинском энергоузле.

Таблица 14 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Лабинского энергоузла

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Курганная тяговая – Родниковская в нормальной схеме (с переходом в единичную ремонтную схему) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ходзь – Мостовская превышает ДДТН на величину до 34 % Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 15 МВт	Единичная ремонтная схема, в том числе после нормативного возмущения (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме)/ Отсутствие превышения ДДТН в нормальной и в единичной ремонтной схемах	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ходзь – Мостовская составляет 407 А (134 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 290 А (провод ЛЭП)	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2	Отсутствуют	Да

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных сетевых организаций рассмотрены ПС 110 кВ, на которых по результатам контрольных измерений потокораспределения в отчетном периоде зафиксировано превышение допустимой загрузки трансформаторного оборудования в нормальной схеме или при отключении одного из трансформаторов из нормальной схемы с учетом реализации схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 15 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 15 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С			
		Сочинский энергорайон	Юго-Западный энергорайон	Энергорайон г. Краснодар	ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края
2017	20.12.2017	9,7	5,4	4,1	5,4
	07.08.2017 ¹⁾	33,2	33,2	33,2	33,2
2018	19.12.2018	9,2	6,9	1,4	3,6
	01.08.2018 ¹⁾	34,4	34,4	34,4	34,4
2019	18.12.2019	8,9	12,3	6,0	7,5
	19.06.2019	24,6	29,3	27,2	27,5
2020	16.12.2020	12,8	3,5	1,9	3,6
	07.07.2020 ¹⁾	35,8	35,8	35,8	35,8
2021	20.01.2021 ¹⁾	0	-6,9	-6,9	-6,9
	20.07.2021 ¹⁾	35,6	35,6	35,6	35,6

Примечание – ¹⁾ Приведены температуры в дни дополнительных контрольных замеров.

Анализ загрузки центров питания производится с учетом применения схемно-режимных мероприятий, предусмотренных Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1], исходя из следующих критериев:

– для однотрансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$) нагрузочного трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{длн}$)

нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Кубань»

По данным ПАО «Россети Кубань» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 16 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 год по рассматриваемым ПС, в таблице 17 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 18 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 16 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА			
									2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾				
ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края																						
1	ПС 110 кВ Бойко-Понура	110	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	115	10	1974	91	5,38	5,94	5,87	6,34	7,54	7,12	6,11	7,24	7,67	9,33	0			
		35			37,5	10			3,80	4,27	4,27	4,40	5,57	5,22	5,02	5,11	5,29	5,88				
		10			10,5	10			1,58	1,67	1,60	1,94	1,97	1,89	1,09	2,13	2,38	3,45				
2	ПС 110 кВ Гречанная Балка	110	Т-1	ТАМГ-2500/110/10	115	2,5	1968	94	1,51	1,65	1,50	1,93	2,16	1,34	1,46	1,56	2,07	1,83	0			
		10			10,5	2,5			1,51	1,65	1,50	1,93	2,16	1,34	1,46	1,56	2,07	1,83				
3	ПС 110 кВ Калининская	110	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	115	16	1985	95	3,91	3,99	3,95	3,83	4,39	8,61	7,14	3,29	5,57	12,16	0			
		35			37,5	16			3,21	3,31	3,19	2,97	3,76	7,59	6,67	2,75	4,96	10,94				
		10			10,5	16			0,70	0,68	0,76	0,86	0,63	1,02	0,47	0,54	0,61	1,22				
		110			Т-2	ТДТНЖ-25000/110/35/10			115	25	1985	95	6,46	6,79	6,35	7,01	7,26	14,98		9,59	11,31	14,78
		35	37,5	25			6,46	6,79	6,35	7,01			7,26	14,98	9,59	11,31	14,78	8,63				
		27,5	28	25			0	0	0	0			0	0	0	0	0	12,30				
		110	Т-3	ТДТНЖ-25000/110/35/10			115	25	1985	95			11,34	11,34	11,34	11,89	11,76	11,98		11,92	12,93	12,56
		27,5			28	25	11,34	11,34			11,34	11,89	11,76	11,98	11,92	12,93	12,56	0				
		10			10,5	25	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0				
		4	ПС 110 кВ Атамановская	110	Т-1	ТДТН-16000/110-У1	115,0	16	1991	88	10,87	13,17	12,12	12,48	14,11	16,12	13,26	14,03		14,27	14,62	0
				35			38,5	16			9,38	11,59	10,73	11,14	12,59	14,43	11,71	12,50		12,62	12,78	1,71
10	11,0			16			1,49	1,58			1,39	1,34	1,52	1,69	1,55	1,53	1,65	1,84	0			
5	ПС 110 кВ Павловская	110	Т-1	ТДТН-16000/110-80У1	115,0	16	1982	85	10,82	11,34	10,77	12,04	11,75	13,47	13,67	14,40	11,90	17,33	0			
		35			38,5	16			5,08	5,16	5,64	6,70	5,99	7,64	7,43	7,85	4,07	6,80	4,98			
		10			11,0	16			5,74	6,18	5,13	5,34	5,76	5,83	6,24	6,55	7,83	10,53	0			
6	ПС 110 кВ Тепличная	110	Т-1	ТДН-10000/110	115,0	16	1987	100	5,54	5,24	3,82	6,82	7,74	7,20	9,25	5,54	7,38	9,32	0			
		10			11,0				5,54	5,24	3,82	6,82	7,74	7,20	9,25	5,54	7,38	9,32				
7	ПС 110 кВ Геймановская	110	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	115,0	16	1987	93	6,40	8,30	6,40	8,90	8,81	15,87	12,69	8,80	15,39	15,75	6,7 (при непревышении допустимой загрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Ладожская, ПС 110 кВ Тбилисская)			
		35			38,5				5,10	7,10	5,20	5,70	7,40	14,32	11,34	7,60	14,19	14,23				
		10			11,0				1,30	1,20	1,20	3,20	1,41	1,56	1,35	1,20	1,20	1,53				
8	ПС 110 кВ Новониколаевская	110	Т-1	ТАМГ-2500/110/10	115	2,5	1961	94	0,48	0,48	0,36	0,18	0,13	0,96	0,40	1,09	0,41	1,06	0			
		10			10,5	2,5			0,48	0,48	0,36	0,18	0,13	0,96	0,40	1,09	0,41	1,06				
		110	Т-2	ТМН-2500/110-80 У1	115	2,5	1981	95	1,56	1,56	1,60	2,18	1,89	1,34	1,91	2,25	1,74	1,44				
		10			10,5	2,5			1,56	1,56	1,60	2,18	1,89	1,34	1,91	2,25	1,74	1,44				
9	ПС 110 кВ Новопокровская	110	Т-1	ТДТН-16000/110-80У1	115,0	16	1983	63	2,82	3,31	5,07	2,88	3,81	3,99	5,98	0,36	5,96	5,13	0			
		35			38,5	16			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
		10			11,0	16			2,82	3,31	5,07	2,88	3,81	3,99	5,98	0,36	5,96	5,13	1,00			
		110			Т-2	ТДТН-16000/110-80У1			115,0	16	1984	91	6,54	6,88	5,06	6,66	6,75	11,28	6,58	9,58	9,52	8,83
		35	38,5	16			5,87	6,53	2,21	6,21			6,23	10,92	6,15	6,34	8,81	8,04	3,38			
		10	11,0	16			0,67	0,35	2,85	0,45			0,52	0,36	0,43	3,24	0,71	0,79	0			
10	ПС 110 кВ Промзона	110	Т-1	ТДТН-10000/110/10	115	10	1990	85	7,40	5,84	6,42	7,80	7,05	9,17	7,04	7,78	9,40	9,24	0			
		10			11				7,40	5,84	6,42	7,80	7,05	9,17	7,04	7,78	9,40	9,24				
		110	Т-2	ТДТН-10000/110/10	115	10	1990	85	5,88	5,70	5,48	4,60	4,91	7,68	5,80	6,20	6,89	7,45				
		10			11				5,88	5,70	5,48	4,60	4,91	7,68	5,80	6,20	6,89	7,45				
11	ПС 110 кВ ПАОС	110	Т-1	ТМН-2500/110-73У1	115	2,5	1979	86	0,50	0,41	0,52	0,44	0,44	1,24	0,92	0,78	1,49	2,24	1 (при непревышении допустимой нагрузки на ПС 35 кВ НС-12)			
		10			10,5	2,5			0,50	0,41	0,52	0,44	0,44	1,24	0,92	0,78	1,49	2,24				
12	ПС 110 кВ Апшеронская	110	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	115	25	1977	90	13,60	14,20	12,92	13,67	14,47	12,65	12,56	10,92	13,57	13,50	6,8			
		35			38,5				8,50	9,20	8,32	8,47	9,50	6,40	6,96	6,52	7,67	8,45				
		6			6,6				5,10	5,00	4,60	5,20	4,97	6,24	5,60	4,40	5,90	5,07				
		110			Т-2				ТДТН-25000/110/35/6	115	25	1973	85	14,70	14,85	17,05	14,44	12,81		13,98	13,50	13,01
		35	38,5	11,50		11,80	14,25	11,54		9,91				10,87	10,27	9,15	11,60	12,74				
		6	6,6	3,20		3,05	2,80	2,90		2,90				3,11	3,24	3,85	3,50	5,46				

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾	
13	ПС 110 кВ Дивная	110	Т-1	ТДТН-16000/110	115,0	16	1979	100	7,10	5,03	7,28	8,90	9,26	9,19	7,73	9,30	8,95	10,23	2,26
		35			38,5				6,60	4,83	6,89	8,46	8,79	8,71	7,35	9,08	8,52	9,72	
		10			11,0				0,50	0,20	0,39	0,44	0,47	0,48	0,39	0,22	0,43	0,52	
		110	Т-2	ТДТН-16000/110	115,0	16	1979	87,5	6,44	4,50	5,90	6,02	6,86	6,64	8,30	4,68	8,18	8,43	0
		35			38,5				6,40	4,46	5,86	5,99	6,83	6,61	8,26	4,64	8,15	8,42	
		10			11,0				0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,03	0,01	
14	ПС 110 кВ Ладужская	110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	115,0	16	1976	85	10,50	10,10	14,00	14,50	12,84	15,08	14,17	11,49	14,40	14,86	3,3 (при неперевышении допустимой нагрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Кореновская, ПС 110 кВ Геймановская)
		35			38,5				5,10	6,60	8,60	8,80	6,24	9,19	8,61	5,39	8,40	14,73	
		10			11,0				5,40	3,50	5,40	5,70	6,60	5,89	5,37	6,10	6,00	0	
		110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115,0	16	1989	93	2,30	3,20	2,30	2,19	2,32	2,08	2,33	2,80	2,40	9,13	
		35			38,5				1,30	1,80	1,30	1,20	1,08	0,53	1,26	1,60	0,99	1,08	
		10			11,0				1,00	1,40	1,10	0,99	1,25	1,55	1,07	1,20	1,40	8,06	
15	ПС 110 кВ Кореновская	110	Т-1	ТДТН- 25000/110/35/10	115,0	25	2007	94	19,60	22,50	15,40	14,00	13,91	21,66	16,82	22,50	14,00	24,71	7,1 (при неперевышении допустимой нагрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Ладужская, ПС 110 кВ Выселки, ПС 110 кВ Динская)
		35			38,5				9,90	12,70	9,90	7,10	7,10	8,36	5,75	12,70	4,20	14,18	
		10			11,0				9,70	9,80	5,50	6,90	6,83	12,72	11,07	9,80	9,80	10,53	
		110	Т-2	ТДТН- 25000/110/35/10	115,0	25	2007	90	17,70	18,00	12,90	7,60	11,59	17,63	16,45	18,00	13,00	21,23	
		35			38,5				15,30	15,10	10,60	4,50	8,17	13,82	12,43	15,13	8,70	16,38	
		10			11,0				2,40	2,90	2,30	3,10	3,42	3,81	4,02	2,88	4,30	4,85	
16	ПС 110 кВ Рассвет	110	Т-1	ТДТН- 10000/110/35/10	115,0	10	1974	75	8,00	10,80	5,20	8,10	9,00	8,41	8,12	8,30	9,20	4,04	1,2 (при неперевышении допустимой нагрузки трансформаторов на ПС 110 Тбилисская)
		35			38,5				6,20	8,70	3,70	6,50	7,14	6,25	6,48	6,20	7,20	4,04	
		10			11,0				1,80	2,10	1,50	1,60	1,86	2,16	1,63	2,10	2,00	0	
		110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115,0	16	1982	76	1,60	2,80	1,90	2,00	1,82	1,29	2,15	3,20	2,00	4,62	
		35			38,5				1,10	2,20	1,30	1,20	1,30	1,29	1,51	2,00	1,40	2,04	
		10			11,0				0,50	0,60	0,60	0,80	0,52	0	0,63	1,20	0,60	2,58	
17	ПС 110 кВ Волконка	110	Т-1	ТДН-16/110/10	115/11	16	1982	87	5,60	7,20	5,60	5,30	5,54	11,39	10,84	10,80	10,11	13,67	0
		110	Т-2	ТРДН/25/110/10/ 10	115/11/11	25	2008	96	7,70	6,10	6,80	6,80	9,24	16,46	18,91	11,70	12,45	18,26	
18	ПС 110 кВ Каменка	110	Т-1	ТМН-6,3/110/10	115/11	6,3	1987	92	2,60	2,80	2,30	2,80	3,64	1,27	2,16	2,00	3,44	3,23	0
		110	Т-2	ТМН-6,3/110/10	115/11	6,3	1987	95	2,90	5,10	4,70	6,30	6,26	3,34	1,94	3,80	2,30	4,05	
19	ПС 110 кВ Новомихайловская	110	Т-1	ТДН-10/110/10	115/11	10	1991	91	3,40	4,40	2,30	3,30	3,35	9,63	6,78	5,00	5,23	5,71	0
		110	Т-2	ТДН-10/110/10	115/11	10	1977	91	6,10	4,30	3,10	5,10	6,87	9,44	6,37	4,60	7,19	9,30	
20	ПС 110 кВ Ленинградская	110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1974	77	11,80	9,80	10,10	10,50	10,84	14,49	13,87	11,50	14,60	15,40	0
					38,5	16			11,80	9,80	10,10	10,50	10,84	14,49	13,87	11,50	14,60	15,40	
					11	16			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1977	86	7,15	8,10	8,90	8,00	9,77	9,68	9,47	7,80	12,30	14,69	
					38,5	16			2,74	2,80	2,80	2,70	3,01	2,76	3,13	2,50	3,60	3,48	
					11	16			4,41	5,30	6,10	5,30	6,76	6,91	6,34	5,30	8,70	11,21	
21	ПС 110 кВ Куцевская	110	Т-1	ТДТНГ- 31500/110/35/6	115	31,5	1963	87	19,00	27,69	24,11	19,32	21,67	21,95	0	0	23,85	23,75	0
					38,5	31,5			18,30	26,40	23,70	19,20	21,49	21,88	0	0	23,57	23,52	
					6,3	31,5			0,70	1,29	0,41	0,12	0,18	0,07	0	0	0,28	0,22	
		110	Т-2	ТДТНГ- 31500/110/35/6	115	31,5	1964	85	7,76	0	0	7,22	8,01	8,41	28,71	24,37	8,46	7,03	
					38,5	31,5			7,12	0	0	7,10	7,92	8,25	28,43	23,90	8,20	6,73	
					6,3	31,5			0,64	0	0	0,12	0,09	0,16	0,27	0,47	0,26	0,31	
22	ПС 110 кВ Лабинск-2	110	Т-1	ТДН-10000/110	1154,0	10,0	1986	75	5,76	5,35	4,91	5,65	5,64	7,27	6,66	5,76	7,11	7,72	0
		10			11,0				5,76	5,35	4,91	5,65	5,64	7,27	6,66	5,76	7,11	7,72	
		110	Т-2	ТДН-10000/110	115,0	10,0	1992	88	4,68	4,38	4,45	4,07	4,56	5,57	4,86	5,18	5,54	7,84	
		10			11,0				4,68	4,38	4,45	4,07	4,56	5,57	4,86	5,18	5,54	7,84	
23	ПС 110 кВ Андреедмитриевская	110	Т-1	ТДТН-6300/108	115,0	6,3	1985	75	1,15	0,69	1,13	1,06	0,87	1,05	0,87	0,99	1,13	0,90	0
		35			38,5				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		10			10,5				1,15	0,69	1,13	1,06	0,87	1,05	0,87	0,99	1,13	0,90	
		110	Т-2	ТДТН-16000/110	115,0	16,0	2009	75	6,04	6,38	6,17	6,27	6,44	6,80	6,44	7,15	5,46	6,91	
		35			38,5				6,04	6,38	6,17	6,27	6,44	6,80	6,44	7,15	5,46	6,91	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
		10			10,5				2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾	
24	ПС 110 кВ Северо-Западная	110	Т-1	ТМН- 10000/110/10	115	10	1990	93	3,47	8,04	4,88	6,55	7,58	5,81	4,85	4,82	5,73	6,77	0
		10			11				3,47	8,04	4,88	6,55	7,58	5,81	4,85	4,82	5,73	6,77	
		110	Т-2	ТМН- 10000/110/10	115	10	1975	93	3,46	1,21	3,41	3,89	4,35	1,41	4,55	3,69	4,14	5,58	
		10			11				3,46	1,21	3,41	3,89	4,35	1,41	4,55	3,69	4,14	5,58	
25	ПС 110 кВ Солнечная	110	Т-1	ТМН- 6300/110/3510	115	6,3	1972	89	4,86	4,07	3,82	4,27	5,13	5,44	4,90	4,22	3,96	6,44	0
		35			38,5				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		10			11				4,86	4,07	3,82	4,27	5,13	5,44	4,90	4,22	3,96	6,44	
		110	Т-2	ТМН- 6300/110/3510	115	6,3	1983	90	4,61	4,55	4,64	6,07	7,14	4,53	4,65	3,94	5,91	4,93	
		35			38,5				4,61	4,55	4,64	6,07	7,14	4,53	4,65	3,94	5,91	4,93	
		10			11				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
26	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	110	Т-1	ТМН- 6300/110/10	115	6,3	1981	88	0,36	0,38	0,40	0,16	0,23	0,44	0,39	0,39	0,20	1,24	0
		10			11				0,36	0,38	0,40	0,16	0,23	0,44	0,39	0,39	0,20	1,24	
		110	Т-2	ТМН- 10000/110/10	115	10	1978	93	5,12	5,28	5,03	5,35	6,29	5,24	7,53	3,94	6,59	7,82	
		10			11				5,12	5,28	5,03	5,35	6,29	5,24	7,53	3,94	6,59	7,82	
27	ПС 110 кВ Мартанская	110	Т-1	ТДТН- 10000/110/35/10	115	10	1982	83	5,80	6,52	5,28	5,64	5,66	5,84	5,84	5,15	5,83	5,61	0
		35			38,5				5,36	6,03	4,88	5,22	5,20	5,40	5,26	4,69	5,46	5,13	
		10			11				0,44	0,49	0,40	0,42	0,46	0,44	0,58	0,46	0,37	0,47	
		110	Т-2	ТДТН- 10000/110/35/10	115	10	1994	88	3,41	6,39	3,13	2,98	5,01	0,91	4,80	3,19	4,41	3,83	
		35			38,5				2,58	5,30	1,92	2,13	4,02	0	3,90	2,43	3,71	3,07	
		10			11				0,83	1,09	1,21	0,85	0,99	0,91	0,91	0,76	0,70	0,76	
28	ПС 110 кВ Новомышастовская	110	Т-1	ТДТН- 10000/110-79У1	115	10	1986	85	2,37	2,65	2,65	2,76	2,73	3,54	6,78	3,25	4,80	3,88	2 МВт (для непревышения ДДТН трансформаторов на ПС 110 кВ Новомышастовская)
		35			36,5	10			2,37	2,65	2,65	2,76	2,73	3,54	6,78	3,25	4,80	3,88	
		10			10,5	10			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		110	Т-2	ТДТН- 10000/110-79У1	115	10	1990	72	3,13	3,46	3,14	3,86	4,06	4,42	4,81	3,53	5,37	5,95	
		35			36,5	10			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		10			10,5	10			3,13	3,46	3,14	3,86	4,06	4,42	4,81	3,53	5,37	5,95	
29	ПС 110 кВ Северская	110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1984	95	10,35	15,23	15,23	12,10	7,29	11,40	11,90	13,46	13,39	16,12	0
		35			38,5				3,67	5,24	5,24	3,94	0	3,99	4,81	4,41	5,09	4,74	
		10			11				6,68	9,99	9,99	8,16	7,29	7,41	7,09	9,05	8,30	11,38	
		110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1977	84	3,55	4,58	4,58	4,82	8,20	3,70	2,55	5,57	5,59	7,48	
		35			38,5				0	0	0	0	5,18	0	0	0	0	0	
		10			10				3,55	4,58	4,58	4,82	3,02	3,70	2,55	5,57	5,59	7,48	
30	ПС 110 кВ Свинокомплекс	110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	110	16	1974	89	6,81	8,15	7,34	8,40	9,10	7,13	7,88	7,57	9,47	12,39	0
		35			37,5	16			6,61	7,96	7,17	6,89	8,91	6,96	6,90	7,39	8,33	8,93	
		10			10,5	16			0,20	0,19	0,17	1,51	0,20	0,18	0,98	0,18	1,14	3,46	
		110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1973	89	6,50	7,00	11,43	7,80	7,85	11,93	7,75	8,93	9,18	7,88	
		35			37,5	16			4,67	5,11	9,39	5,83	5,97	9,86	6,20	7,20	7,17	7,81	
		10			10,5	16			1,83	1,89	2,04	1,97	1,88	2,07	1,55	1,73	2,01	0,07	
31	ПС 110 кВ Мясокомбинат	110	Т-1	ТДТН- 10000/110-76У1	115,0	10	1988	91	0	0	0	0	0	0	0	1,70	5,32	5,82	0
		35			38,5	10			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		6			6,6	10			0	0	0	0	0	0	0	1,70	5,32	5,82	
		110	Т-2	ТДТН- 10000/110-76У1	115,0	10	1982	87	8,36	8,28	3,60	8,05	8,75	10,71	8,78	6,21	5,11	5,72	
		35			38,5	10			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		6			6,6	10			8,36	8,28	3,60	8,05	8,75	10,71	8,78	6,21	5,11	5,72	
32	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	110	Т-1	ТРДН- 25000/110/6	115	25	1969	89	14,10	16,60	12,69	16,17	18,46	20,04	18,64	9,95	24,18	18,23	0
		6			6,6				8,64	9,57	6,32	9,02	10,61	12,73	10,18	5,65	12,76	9,29	
		6			6,6				5,46	7,03	6,37	7,15	7,85	7,32	8,46	4,31	11,42	8,95	
		110	Т-2	ТРДН- 40000/110/6	115	40	1975	90	15,00	15,11	11,62	12,26	19,75	17,82	18,64	15,89	23,44	24,99	
		6			6,6				7,89	6,84	5,07	4,93	8,44	8,88	9,17	7,54	14,12	14,34	
		6			6,6				7,11	8,27	6,55	7,33	11,31	8,94	9,47	8,35	9,32	10,65	
		110	Т-3	ТДТН- 25000/110/35/10	115	25	1986	81	4,47	5,06	4,52	4,82	4,98	6,15	8,84	5,95	3,36	10,74	
		35			38,5				4,47	5,06	4,52	4,82	3,28	6,15	8,84	5,95	3,28	10,66	
		10			6,6				0	0	0	0	1,70	0	0	0	0,08	0,08	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾	
Сочинский энергорайон																			
33	ПС 110 кВ Лоо	110	T-1	ТДН-10/110/10	115/11	10	1990	87	6,20	5,80	4,20	4,20	5,67	7,32	7,77	5,50	5,81	7,96	0
		110	T-2	ТДН-10/110/10	115/11	10	1990	95	4,60	6,20	4,80	5,10	6,50	4,55	8,32	6,70	7,15	8,47	
34	ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	110	T-1	ТДТН- 16000/110-76У1	115	16	1977	86	6,00	6,38	6,30	8,73	8,86	9,80	11,62	7,79	10,76	15,28	3 (при непревышении ДДТН трансформаторов на ПС 110 кВ Новомышастовская)
		35			36,5	16			2,93	3,36	3,14	5,48	5,76	5,83	7,22	4,66	6,14	10,62	
		10			10,5	16			3,07	3,02	3,16	3,25	3,10	3,97	4,40	3,13	4,62	4,66	
35	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	110	T-1	ТРДН- 40/110/10/10	115/10,5/10,5	40	2008	98	16,50	16,80	17,40	18,50	24,05	22,98	24,49	18,30	27,05	28,58	0,4
		110	T-2	ТРДН- 40/110/10/10	151/10,5/10,5	40	2008	96	15,20	12,70	12,40	14,40	18,42	21,14	21,42	18,70	21,19	23,94	2,6
Юго-Западный энергорайон																			
36	ПС 110 кВ Джемете	110	T-1	ТДТН- 40000/110/10/6	115	40	2013	98	15,75	21,60	16,28	20,57	22,15	40,61	32,40	26,32	30,11	38,53	0
		10			38,5				6,40	9,50	6,44	8,57	8,33	23,68	12,96	12,62	13,38	16,64	
		6			6,6				9,35	12,10	9,84	12,00	13,82	16,93	19,44	13,70	16,73	21,89	
		110	T-2	ТДТН- 25000/110/35/6	115	25	2005	95	5,15	4,34	2,95	3,83	4,68	18,96	5,54	4,91	4,90	6,41	
		35			38,5				1,93	0	0	0	13,38	0	0	0	0		
		6			6,6				3,22	4,34	2,95	3,83	4,68	5,57	5,54	4,91	4,90	6,41	
		110	T-3	ТДТН- 25000/110/35/10	115	25	2013	98	15,01	4,54	4,95	5,89	6,75	17,33	12,84	7,83	8,29	13,34	
		35			38,5				8,04	0	0	0	0	17,33	0	0	0	0	
		10			11				6,97	4,54	4,95	5,89	6,75	0	12,84	7,83	8,29	13,34	
37	ПС 110 кВ Джигинская	110	T-1	ТДТН- 25000/110/35/10	115	25	2013	98	7,13	7,10	9,37	9,25	10,21	11,83	9,90	10,30	11,35	10,94	8
		35			38,5				2,95	0,58	3,88	4,38	3,93	4,40	4,27	3,98	4,86	4,88	
		10			11				4,18	6,52	5,49	4,87	6,28	7,43	5,63	6,32	6,49	6,06	
		110	T-2	ТДТН- 25000/110/35/10	115	25	2002	97	8,20	13,57	10,70	13,10	14,80	17,98	18,30	13,48	15,19	18,06	
		35			38,5				5,02	11,95	8,65	10,57	12,76	16,46	15,98	11,98	14,09	15,94	
		10			11				3,18	1,62	2,05	2,53	2,04	1,52	2,32	1,50	1,10	2,13	
38	ПС 110 кВ Сукко	110	T-1	ТДТН- 10000/110/10	115	10	1972	95	5,04	6,35	5,27	7,87	9,44	10,03	8,99	7,56	7,66	12,27	0
		10			11				5,04	6,35	5,27	7,87	9,44	10,03	8,99	7,56	7,66	12,27	
39	ПС 110 кВ Забойская	110	T-1	ТДТН- 10000/110-СТУ	115	10	1970	76	0	0	0	0	0	6,09	6,69	6,06	4,98	7,19	0
		35			36,5	10			0	0	0	0	0	4,22	4,69	4,19	3,15	5,69	
		6			6,3	10			0	0	0	0	0	1,86	2,00	1,87	1,83	1,50	
		110	T-2	ТДТН- 10000/110-СТУ	115	10	1970	87	2,25	2,63	2,08	1,64	1,67	7,69	5,15	3,66	6,81	3,45	
		35			36,5	10			2,15	2,54	1,98	1,54	1,57	3,41	5,06	3,58	2,10	3,45	
		6			6,3	10			0,10	0,09	0,10	0,10	0,10	4,28	0,09	0,08	4,71	0	
40	ПС 110 кВ Красноармейская	110	T-1	ТДТН- 16000/110-66 У1	115	16	1985	75	7,87	11,70	8,09	6,52	9,48	11,29	15,78	9,87	13,08	8,74	2,5 МВА (для снятия нагрузки с ВЛ 110 кВ Славянская-ПТФ с отпайками, для недопущения превышения ДДТН)/6 МВА (для запитки потребителей по сети 35 кВ в режиме п-1)
		35			36,5	16			7,87	11,70	8,09	6,52	9,48	0	5,03	9,87	0	8,74	
		10			10,5	16			0	0	0	0	0	11,29	10,75	0	13,08	0	
		110	T-2	ТДТН- 16000/110-66 У1	115	16	1975	93	7,67	7,69	9,60	7,84	8,45	12,49	7,65	7,98	15,05	14,20	
		35			36,5	16			0	0	0	0	0	12,49	7,65	0	15,05	0	
		10			10,5	16			7,67	7,69	9,60	7,84	8,45	0	0	7,98	0	14,20	
41	ПС 110 кВ Полтавская	110	T-1	ТМН-2500/110- 73У1	115	2,5	1985	95	1,71	1,86	1,80	1,75	2,29	1,66	2,02	1,53	2,07	2,22	2,22 (на ПС 110 кВ Кирова и ПС 110 кВ Красноармейская при непревышении ДДТН нагрузки трансформаторов на ПС 110 кВ Красноармейская)
		10			10,5	2,5			1,71	1,86	1,80	1,75	2,29	1,66	2,02	1,53	2,07	2,22	
42	ПС 110 кВ ПТФ	110	T-1		115	10	1982	85	0	0	0	2,24	2,63	5,74	6,84	2,02	8,09	9,46	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА 4 (при превышении ДДТН трансформаторов на ПС 110 кВ Славянская)
		10		ТДН- 10000/110У1	10,5	10			2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾	
		110		ТДН- 10000/110У1	115	10			7,34	8,13	7,84	5,32	5,56	2,13	2,22	5,59	3,70	3,23	
43	ПС 110 кВ Старотитаровская	10	Т-2	ТДН- 10000/110У1	10,5	10	1994	93	7,34	8,13	7,84	5,32	5,56	2,13	2,22	5,59	3,70	3,23	0
		110			115	10			7,34	8,13	7,84	5,32	5,56	2,13	2,22	5,59	3,70	3,23	
		10	Т-1	ТМ-6300/110	10,5	6,3	1969	85	4,61	6,84	6,02	3,83	2,35	7,24	5,84	5,63	2,79	3,31	
		110			115	6,3			4,61	6,80	6,02	3,83	2,35	7,24	5,84	5,63	2,79	3,31	
44	ПС 110 кВ Темрюк	10	Т-2	ТМН-6300/110- 71У	10,5	6,3	1983	88	0	0	0	2,25	4,14	0	2,48	0	5,21	5,14	4 (при превышении ДДТН трансформаторов на ПС 110 кВ Джигинская (зона ответственности ЮЗЭС))
		110			115	16			6,94	11,34	7,27	4,77	6,85	10,54	9,69	4,65	12,34	12,97	
		35	Т-1	ТДТН- 16000/110-У1	36,5	16	2015	81	3,11	6,49	2,84	0	0	0	0,06	0	0	6,45	
		10			10,5	16			3,83	4,85	4,43	4,77	6,85	10,54	9,64	4,65	12,34	6,51	
45	ПС 110 кВ Ханьковская	110	Т-1	ТДТГ- 15000/110У1	115	15	1961	89	0	0	0	0	4,35	4,53	10,72	6,65	10,72	6,92	5,5 (при превышении ДДТН на ВЛ 110 кВ Славянская-ПТФ с отпайками, трансформаторов на ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Новопетровская)
		35			36,5	15			0	0	0	0	4,35	4,53	10,72	6,65	10,72	6,92	
		6	Т-2	ТДТН- 16000/110-66-У1	6,3	16	1973	85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		110			115	16			7,17	7,38	6,63	7,03	3,13	9,14	13,06	4,67	13,05	15,85	
46	ПС 110 кВ Южная (Юго- Западные электрические сети)	35	Т-1	ТДТН- 25000/110/10/6	36,5	15	1989	93	6,81	6,93	5,98	6,76	3,06	8,60	12,54	3,91	12,53	15,11	0
		6			6,3	15			0,36	0,45	0,65	0,27	0,07	0,54	0,52	0,76	0,52	0,74	
		110	Т-2	ТДТН- 25000/110/10/6	115	16	1988	88	8,40	10,85	12,72	10,62	12,25	11,49	14,41	13,96	16,54	15,28	
		10			11	25			8,40	10,85	12,72	10,62	12,25	11,49	14,41	13,96	16,54	15,28	
47	ПС 110 кВ Широкая балка	6	Т-1	ТДТН- 25000/110/10/6	6,6	25	1989	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		110			115	25			19,83	13,85	16,48	16,47	18,43	26,59	21,23	20,15	21,65	26,54	
		10	Т-2	ТДТН- 25000/110/10/6	11	25	1988	88	17,57	13,52	14,41	14,41	16,03	23,58	18,46	18,11	18,76	23,46	
		6			6,6	25			2,26	0,34	2,07	2,06	2,40	3,01	2,76	2,04	2,89	3,08	
48	ПС 110 кВ Раевская	110	Т-1	ТДН- 16000/110/10	115	16	1981	95	6,75	4,05	4,03	3,68	4,98	8,28	4,04	6,34	1,89	2,46	0
		10			11	16			6,75	4,05	4,03	3,68	4,98	8,28	4,04	6,34	1,89	2,46	
		110	Т-2	ТМН- 6300/110/10	115	6,3	1989	93	0	3,49	3,26	4,65	6,28	0	2,57	0	4,92	4,38	
		10			11	6,3			0	3,49	3,26	4,65	6,28	0	2,57	0	4,92	4,38	
49	ПС 110 кВ Береговая	110	Т-1	ТМН- 6300/110/10	115	6,3	1989	93	11,79	14,44	14,12	14,37	18,04	9,82	10,28	9,76	9,61	11,75	0
		35			38,5	16			4,06	4,78	4,72	5,54	7,63	3,76	3,93	3,69	4,08	5,74	
		10	Т-2	ТДТН- 10000/110/35/10	11	10	1990	93	7,73	9,66	9,40	8,83	10,41	6,06	6,35	6,07	5,53	6,00	
		110			115	10			3,33	3,18	1,93	8,22	9,26	2,79	2,29	1,98	3,82	4,72	
50	ПС 110 кВ Дивноморская	35	Т-1	ТДН- 10000/110/10	38,5	10	1991	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		10			11	10			3,33	3,18	1,93	8,22	9,26	2,79	2,29	1,98	3,82	4,72	
		110	Т-2	ТМН- 6300/110/10	115	6,3	1982	92	4,49	5,22	3,10	4,77	3,95	2,08	2,11	3,32	3,40	4,56	
		10			11	6,3			4,49	5,22	3,10	4,77	3,95	2,08	2,11	3,32	3,40	4,56	
51	ПС 110 кВ Восточная	110	Т-1	ТДН- 10000/110/10	115	10	1978	84	0	0	1,18	0	2,20	5,62	4,66	2,01	2,04	3,13	0
		10			11	10			3,27	2,79	2,46	2,10	4,18	6,79	8,64	7,66	3,50	6,98	
		110	Т-2	ТДН- 10000/110/35/10	115	10	1991	93	3,27	2,79	2,46	2,10	4,18	6,79	8,64	7,66	3,50	6,98	
		35			35	10			3,89	4,86	3,99	4,59	4,11	7,07	5,95	5,09	6,92	8,76	
52	ПС 110 кВ Восточная	10	Т-1	ТДН- 10000/110/35/10	11	10	1991	93	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		110			11	10			3,89	4,86	3,99	4,59	4,11	7,07	5,95	5,09	6,92	8,76	
		6	Т-2	ТМН- 6300/110/10	6,6	40	1991	91	16,66	15,52	13,44	14,23	15,26	19,33	24,42	15,96	21,82	27,21	
		110			11	40			3,82	3,23	3,20	4,35	4,09	3,81	5,41	3,76	4,18	8,12	
53	ПС 110 кВ Восточная	6	Т-1	ТМН- 6300/110/10	6,6	40	1989	95	12,84	12,29	10,24	9,88	11,17	15,52	19,01	12,20	17,64	19,09	0
		110			115	40			13,11	14,65	14,87	15,26	16,43	16,25	17,78	17,10	19,40	21,34	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾	
		10			11				1,84	3,27	4,82	4,52	4,96	2,44	4,23	5,49	4,22	7,01	
		6		ТРДН- 40000/110/10/6	6,6				11,27	11,38	10,05	10,74	11,47	13,81	13,55	11,61	15,18	14,33	
52	ПС 110 кВ Славянская	110	Т-1	ТДТН- 25000/110-76 У1	115	25	2019	87	11,10	0	2,46	14,77	18,82	14,58	16,28	9,25	3,69	22,21	0
		35			36,5	25			3,14	0	2,46	3,41	6,15	3,98	3,40	3,42	3,69	4,14	
		10			10,5	25			7,96	0	0	11,36	12,67	10,60	12,88	5,83	0	18,07	
		110	Т-2	ТДН-16000/110- У1	115	16	2015	91	0	4,85	12,95	0	0	0	0	0	16,78	0	
		10			10,5	16			0	4,85	12,95	0	0	0	0	0	16,78	0	
		Энергорайон г.Краснодар																	
53	ПС 110 кВ Западная-2	110	Т-1	ТДТН- 40000/110/35/10	115	40	1985	89	20,50	22,91	19,66	21,87	24,02	21,66	25,91	21,93	27,82	26,99	0
		35			38,5				5,90	5,19	4,51	7,13	7,49	5,47	6,78	4,67	6,30	7,34	
		10			11				14,91	17,72	15,15	14,74	16,53	16,19	19,13	17,26	21,52	19,65	
		110	Т-2	ТДТН- 40000/110/35/10	115	40	2008	98	22,70	22,38	22,90	24,14	23,02	26,94	29,56	21,17	30,19	26,49	
		35			38,5				8,58	11,98	11,59	1168,0	11,44	9,71	13,70	6,85	13,72	12,80	
		10			11				14,12	10,40	11,31	12,46	11,58	17,23	15,86	14,32	16,47	13,69	
54	ПС 110 кВ Кислородный завод	110	Т-1	ТДН-16000/110/6	115	16	1990	95	7,50	6,57	6,16	11,76	12,04	8,06	4,83	6,51	3,61	10,30	0
		6			6,6				7,50	6,57	6,16	11,76	12,04	8,06	4,83	6,51	3,61	10,30	
		110	Т-2	ТДН-16000/110/6	115	16	1991	95	5,67	5,44	3,30	3,61	3,61	6,99	3,77	4,86	3,02	6,24	
		6			6,6				5,67	5,44	3,30	3,61	3,61	6,99	3,77	4,86	3,02	6,24	
55	ПС 110 кВ Динская	110	Т-1	ТДТН- 25000/110/35/10	115	25	1979	91	13,30	22,74	13,35	14,30	15,18	18,59	15,56	13,10	24,55	16,08	0
		35			38,5				9,98	10,56	11,64	11,04	11,77	14,48	10,51	11,00	14,17	11,88	
		10			11				3,32	12,18	2,21	3,26	3,41	4,11	5,05	2,10	10,38	4,19	
		110	Т-2	ТДТН- 25000/110/35/10	115	25	2009	96	11,86	19,16	14,42	14,20	16,06	17,20	15,12	20,48	13,29	22,59	
		35			38,5				8,52	19,16	8,68	9,40	10,49	11,93	10,36	11,73	13,29	14,20	
		10			11				3,34	0	5,74	4,80	5,57	5,27	4,76	8,75	0	8,39	
56	ПС 110 кВ Ильская	110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1981	89	7,35	7,62	7,04	7,07	6,76	7,23	7,01	6,73	6,40	8,35	0
		35			38,5				0,36	0	0	0,57	0	0,37	0	0,59	0	0,61	
		10			11				6,99	7,62	7,04	6,50	6,76	6,86	7,01	6,14	6,40	7,74	
		110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1987	95	12,38	13,83	12,71	9,44	15,48	11,49	11,79	14,92	16,35	17,43	
		35			38,5				10,34	11,84	9,00	6,54	12,44	9,36	9,82	12,42	12,89	14,02	
		10			11				2,04	1,99	3,71	2,90	3,04	0	1,97	2,50	3,46	3,41	

Примечание – ¹⁾ Приведены фактические нагрузки нагрузочных трансформаторов в день дополнительного контрольного замера.

Таблица 17 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края												
1	ПС 110 кВ Бойко-Понура	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1974	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Гречанная Балка	Т-1	ТАМГ-2500/110/10	1968	94	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Калининская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1985	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНЖ-25000/110/35/10	1985	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-3	ТДТНЖ-25000/110/35/10	1985	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Новопокровская	Т-1	ТДТН-16000/110-80У1	1983	63	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110-80У1	1984	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ Атамановская	Т-1	ТДТН-16000/110-У1	1991	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Павловская	Т-1	ТДТН-16000/110-80У1	1982	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Тепличная	Т-1	ТДН-10000/110	1987	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Геймановская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1987	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Новониколаевская	Т-1	ТАМГ-2500/110/10	1961	94	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-2500/110-80 У1	1981	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ ПАОС	Т-1	ТМН-2500/110-73У1	1976	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Промзона	Т-1	ТДТН-10000/110/10	1990	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/10	1990	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Апшеронская	Т-1	ТДТН-25000/110/35/6	1977	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/6	1973	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Дивная	Т-1	ТДТН-16000/110	1979	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1979	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Ладожская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1976	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1989	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Кореновская	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	2007	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	2007	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
16	ПС 110 кВ Рассвет	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1974	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1982	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Волконка	Т-1	ТДН-16/110/10	1982	87	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН/25/110/10/10	2008	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
18	ПС 110 кВ Каменка	Т-1	ТМН-6,3/110/10	1987	92	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6,3/110/10	1987	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Новомихайловская	Т-1	ТДН-10/110/10	1991	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10/110/10	1977	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
20	ПС 110 кВ Ленинградская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1974	77	1,2	1,2	1,15	1,05	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	86	1,2	1,2	1,15	1,05	1	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Куцевская	Т-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	1963	87	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-31500/110/35/6	1964	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
22	ПС 110 кВ Лабинск-2	Т-1	ТДН-10000/110	1986	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110	1992	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
23	ПС 110 кВ Андреедмитриевская	Т-1	ТМТН-6300/110	1974	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110	1986	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
24	ПС 110 кВ Северо-Западная	Т-1	ТМН-10000/110/10	1990	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-10000/110/10	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
25	ПС 110 кВ Солнечная	Т-1	ТМН-6300/110/10	1972	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1983	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
26	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Т-1	ТМН-6300/110/10	1981	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-10000/110/10	1978	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
27	ПС 110 кВ Мартанская	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1982	83	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1994	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
28	ПС 110 кВ Северская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1984	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1977	84	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
29	ПС 110 кВ Свинокомплекс	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1974	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1973	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Мясокомбинат	Т-1	ТДТН-10000/110-76У1	1988	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110-76У1	1982	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
31	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	T-1	ТРДН-25000/110/6	1969	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-40000/110/6	1975	90	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-25000/110/35/10	1986	81	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
Сочинский энергорайон												
32	ПС 110 кВ Лоо	T-1	ТДН-10/110/10	1990	87	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10/110/10	1990	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
33	ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	T-1	ТДТН-16000/110-76У1	1977	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
34	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	T-1	ТРДН-40/110/10/10	2008	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40/110/10/10	2008	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
Юго-Западный энергорайон												
35	ПС 110 кВ Джемете	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	2005	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТДТН-25000/110/35/10	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
36	ПС 110 кВ Джигинская	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2002	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
37	ПС 110 кВ Сукко	T-1	ТДТН-10000/110/10	1972	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
38	ПС 110 кВ Забойская	T-1	ТДТН-10000/110-СТУ	1970	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110-СТУ	1970	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
39	ПС 110 кВ Красноармейская	T-1	ТДТН-16000/110-66 У1	1985	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-66 У1	1975	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
40	ПС 110 кВ Новомышастовская	T-1	ТДТН-10000/110-79У1	1986	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110-79У1	1990	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
41	ПС 110 кВ Полтавская	T-1	ТМН-2500/110-73У1	1985	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
42	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	ТДН-10000/110У1	1982	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110У1	1994	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
43	ПС 110 кВ Старотитаровская	T-1	ТМ-6300/110	1969	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110-71У	1983	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
44	ПС 110 кВ Темрюк	T-1	ТДТН-16000/110-У1	2015	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-16000/110-У1	1997	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
45	ПС 110 кВ Ханьковская	T-1	ТДТГ-15000/110У1	1961	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110-66-У1	1973	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
46	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	T-1	ТДТН- 25000/110/10/6	1989	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН- 25000/110/10/6	1988	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
47	ПС 110 кВ Широкая балка	T-1	ТДН-16000/110/10	1981	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1989	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
48	ПС 110 кВ Раевская	T-1	ТДТН- 16000/110/35/10	1991	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН- 10000/110/35/10	1990	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
49	ПС 110 кВ Береговая	T-1	ТМН-6300/110/10	1989	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6300/110/10	1982	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
50	ПС 110 кВ Дивноморская	T-1	ТДН-10000/110/10	1978	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/35/10	1991	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
51	ПС 110 кВ Восточная	T-1	ТРДН-40000/110/10/6	1991	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-40000/110/10/6	1989	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
52	ПС 110 кВ Славянская	T-1	ТДТН-25000/110-76 У1	2019	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110-У1	2015	91	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
Энергорайон г. Краснодар												
53	ПС 110 кВ Западная-2	T-1	ТДТН-40000/110/35/10	1985	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/35/10	2008	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
54	ПС 110 кВ Кислородный завод	T-1	ТДН-16000/110/6	1990	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/6	1991	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
55	ПС 110 кВ Динская	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1979	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	2009	96	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
56	ПС 110 кВ Ильская	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1981	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1987	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 18 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализаци и ТП	Заявленная вновь присое- диняемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоеди- ненная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспек- тивной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффи- циента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Бойко- Понура	2021	9,33	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,23	–	–	0,023	9,356	9,356	9,356	9,356	9,356	9,356
2	ПС 110 кВ Гречанная Балка	2021	2,16	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,17	–	–	0,017	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179	2,179
3	ПС 110 кВ Калининская	2017	35,57	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,12	–	–	0,012	35,583	35,583	35,583	35,583	35,583	35,583
4	ПС 110 кВ Новониколаевская	2019	3,34	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,27	–	–	0,027	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37	3,37
5	ПС 110 кВ Свинокомплекс	2021	20,27	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,06	–	–	0,006	22,057	22,057	22,057	22,057	22,057	22,057
6	ПС 110 кВ Мясокомбинат	2021	11,54	ПС 110 кВ Мясокомбинат	–	–	–	–	–	0	–	–	11,54	11,54	11,54	11,54	11,54	11,54
7	ПС 110 кВ Атамановская	2017	16,12	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,32	–	–	0,032	16,156	16,156	16,156	16,156	16,156	16,156
8	ПС 110 кВ Павловская	2021	17,33	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,26	–	–	0,026	17,359	17,359	17,359	17,359	17,359	17,359
9	ПС 110 кВ Новопокровская	2017	15,48	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,69	–	–	0,069	15,557	15,557	15,557	15,557	15,557	15,557
10	ПС 110 кВ Промзона	2017	16,9	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,98	–	–	0,098	17,009	17,009	17,009	17,009	17,009	17,009
11	ПС 110 кВ Апшеронская	2021	32,1	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,05	–	–	0,005	32,105	32,105	32,105	32,105	32,105	32,105
12	ПС 110 кВ Дивная	2021	18,6	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,03	–	–	0,003	18,603	18,603	18,603	18,603	18,603	18,603
13	ПС 110 кВ Тепличная	2018	9,67	–	–	–	–	–	–	–	–	–	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67
14	ПС 110 кВ Волконка	2021	32	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					3,62	–	–	0,362	32,402	32,402	32,402	32,402	32,402	32,402
15	ПС 110 кВ Каменка	2021	9,9	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					3,07	–	–	0,307	10,234	10,241	10,241	10,241	10,241	10,241
16	ПС 110 кВ Лоо	2021	16,5	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					2,22	–	–	0,222	16,747	16,747	16,747	16,747	16,747	16,747
17	ПС 110 кВ Новомихайловская	2017	19	ПС 110 кВ Новомихайловск ая	ООО «Национальная инвестиционная компания»	21200-07- 000559-2	05.09.2007	2023	0,84	1,2	10	0,336	19,542	19,542	19,542	19,542	19,542	19,542
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					1,52	–	–	0,152						
18	ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети)	2021	52,52	ПС 110 кВ Южная	ПАО «Ростелеком»	20202-14- 00181882-1	09.04.2015	2023	0,86	0,54	10	0,346	56,414	56,414	56,414	56,414	56,414	56,414
				ПС 110 кВ Южная	ООО «АгроТорг»	20202-18- 00445636-1	15.06.2018	2023	4,95	0	10	1,98						
				ПС 110 кВ Южная	ООО специализированный застройщик «Белые росы»	20104-19- 00502460-1	30.04.2019	2024	1,71	0	10	0,684						
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					4,95	–	–	0,495						
19	ПС 110 кВ Ладожская	2021	23,99	ПС 110 кВ Ладожская	ОАО «Российские железные дороги»	31200-20- 00555636-4	29.06.2020	2022	1,27	14	110	0,636	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75	24,75
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,48	–	–	0,048						
20	ПС 110 кВ Кореновская	2021	45,94	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,3	–	–	0,03	45,973	45,973	45,973	45,973	45,973	45,973
21	ПС 110 кВ Геймановская	2017	15,87	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,11	–	–	0,011	15,882	15,882	15,882	15,882	15,882	15,882
22	ПС 110 кВ Рассвет	2018	13,6	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,02	–	–	0,002	13,602	13,602	13,602	13,602	13,602	13,602
23	ПС 110 кВ Ленинградская	2021	30,1	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,54	–	–	0,054	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16	30,16
24	ПС 110 кВ Кушевская	2020	32,21	–	–	–	–	–	–	–	–	–	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21	32,21
25	ПС 110 кВ Забойская	2017	13,78	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,18	–	–	0,018	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8
26	ПС 110 кВ Красноармейская	2020	28,13	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					2,06	–	–	0,206	28,358	28,358	28,358	28,358	28,358	28,358
27	ПС 110 кВ Новомышастовская	2018	11,59	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					1,12	–	–	0,112	11,714	11,714	11,714	11,714	11,714	11,714

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки		Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализаци и ТП	Заявленная вновь присое- диняемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоеди- ненная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспек- тивной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА											2023	2024	2025	2026	2027	2028
28	ПС 110 кВ ПАОС	2021	2,24	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,03	–	–	0,003	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243	2,243
29	ПС 110 кВ Полтавская	2021	2,29	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,42	–	–	0,042	2,337	2,337	2,337	2,337	2,337	2,337
30	ПС 110 кВ ПТФ	2021	12,69	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,17	–	–	0,017	12,709	12,709	12,709	12,709	12,709	12,709
31	ПС 110 кВ Славянская	2021	21,22	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,11	–	–	0,011	21,232	21,232	21,232	21,232	21,232	21,232
32	ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	2021	15,28	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,51	–	–	0,051	15,337	15,337	15,337	15,337	15,337	15,337
33	ПС 110 кВ Старотитаровская	2021	8,46	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						1,85	–	–	0,185	8,665	8,665	8,665	8,665	8,665	8,665
34	ПС 110 кВ Темрюк	2020	25,56	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						3,02	–	–	0,302	25,896	25,896	25,896	25,896	25,896	25,896
35	ПС 110 кВ Ханьковская	2018	23,77	–	–	–	–	–	–	–	–	–	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77	23,77
36	ПС 110 кВ Андреедмитриевская	2019	8,14	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,01	–	–	0,001	8,141	8,141	8,141	8,141	8,141	8,141
37	ПС 110 кВ Лабинск-2	2021	15,56	–	–	–	–	–	–	–	–	–	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56	15,56
38	ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети)	2021	41,82	ПС 110 кВ Южная	ООО «Специализиро- ванный застройщик «ЮФОИНВЕСТ»	20104-19- 00502454-1	30.04.2019	2024	2,22	0	6	0,888	43,684	44,67	44,67	44,67	44,67	44,67	44,67
				ПС 110 кВ Южная	ООО Специализированный застройщик «Новоград-Юг»	20104-19- 00502484-1	30.04.2019	2023	0,94	0	6	0,377							
				ПС 110 кВ Южная	ООО «Строй-Ресурс»	20104-19- 00546324-1	15.01.2020	2022	0,8	0	10	0,32							
				ПС 110 кВ Южная	ПАО «Новоросс- Инвест»	20104-21- 00671064-1	28.09.2021	2022	2,3	0	10	0,92							
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,6	–	–							
39	ПС 110 кВ Северо- Западная	2021	12,35	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,5	–	–	0,05	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41	12,41
40	ПС 110 кВ Широкая балка	2021	11,26	ПС 110 кВ Широкая Балка	Центр специального назначения в области обеспечения безопасности дорожного движения МВД России	21200-10- 00013063-4	28.07.2010	2023	0,74	0	10	0,296	11,703	11,703	11,703	11,703	11,703	11,703	11,703
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						1,03	–	–							
41	ПС 110 кВ Солнечная	2021	12,27	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						1,13	–	–	0,113	12,396	12,396	12,396	12,396	12,396	12,396
23	ПС 110 кВ Береговая	2017	7,7	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						2,54	–	–	0,254	7,982	7,982	7,982	7,982	7,982	7,982
43	ПС 110 кВ Дивноморская	2021	15,74	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,15	–	–	0,015	15,757	15,757	15,757	15,757	15,757	15,757
44	ПС 110 кВ Крымская ПТФ	2021	9,06	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						1,51	–	–	0,151	9,226	9,227	9,227	9,227	9,227	9,227
45	ПС 110 кВ Джемете	2021	58,28	ПС 110 кВ Джемете	ООО «РН- Краснодарнефтегаз»	21200-07- 000406-1	07.06.2007	2022	4,22	0	10	1,686	64,204	64,204	64,204	64,204	64,204	64,204	64,204
				ПС 110 кВ Джемете	ООО «СоюзИнвест»	21200-16- 00292170-1	04.04.2016	2023	0,82	0	10	0,163							
				ПС 110 кВ Джемете	ООО «Акватуриндустрия»	20102-18- 00440588-1	16.05.2018	2022	3,86	0	6	0,772							
				ПС 110 кВ Джемете	Индивидуальный предприниматель Бердичевский Георгий Рудольфович	20102-18- 00474452-1	29.10.2018	2022	2,77	0	10	0,553							
				ПС 110 кВ Джемете	ООО «Акватуриндустрия»	20102-19- 00522210-1	04.09.2019	2023	4,5	0	10	0,9							

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки		Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализаци и ТП	Заявленная вновь присое- диняемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоеди- ненная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспек- тивной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффици- ента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА											2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	20102-19- 00541312-1	18.12.2019	2022	2,57	0	10	0,515							
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						7,42	–	–	0,742						
46	ПС 110 кВ Джигинская	2017	29,8	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						2,81	–	–	0,281	30,112	30,112	30,112	30,112	30,112	30,112
47	ПС 110 кВ Сукко	2021	12,27	ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Лазурит»	21200-15- 00264052-6	13.11.2015	2023	1,4	0	10	0,56	0,56	13,489	13,489	13,489	13,489	13,489	13,489
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						5,37	–	–	0,537						
48	ПС 110 кВ Раевская	2021	27,3	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						19,78	–	–	1,978	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5	29,5
49	ПС 110 кВ Восточная	2021	48,55	ПС 110 кВ Восточная	Катерина-Сити Краснодар ³⁾	21200-07- 000461-3	20.06.2007	2023	1,6	0	10	0	0	48,883	48,883	48,883	48,883	48,883	48,883
				ПС 110 кВ Восточная	ООО «Краснодарэнерго» ²⁾	21100-18- 00448552-1	21.06.2018	2023	1,5	1,08	10	0	0						
				ПС 110 кВ Восточная	Федеральное Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский Государственный Университет Физической Культуры, Спорта и Туризма»	21200-20- 00588468-1	21.12.2020	2022	1,33	0	10	0,133	0,133						
				ПС 110 кВ Восточная	Управление делами Президента Российской Федерации	21100-21- 00642302-1	06.08.2021	2023	1,67	0	0,4	0,167	0,167						
50	ПС 110 кВ Западная-2	2020	58,01	ПС 110 кВ Западная-2	Муниципальное казенное учреждение муниципального образования г. Краснодар «Управление капитального строительства»	21200-06- 000266-3	21.09.2006	2023	0,92	0	6	0,367	0,367	58,418	58,418	58,418	58,418	58,418	58,418
				ПС 110 кВ Западная-2	ООО «Электротранзит» ²⁾	21200-21- 00642796-1	10.06.2021	2022	1	6,44	35	0	0						
				ПС 110 кВ Западная-2	ООО «Кубанская электросетевая компания» ²⁾	21200-22- 00726740-1	18.05.2022	2023	1	1,49	10	0	0						
51	ПС 110 кВ Кислородный завод	2021	16,54	ПС 110 кВ Кислородный завод	ООО «Инвестстрой»	21100-13- 00110660-1	17.05.2013	2023	3,69	0,67	6	1,474	1,474	20,14	20,14	20,14	20,14	20,14	20,14
				ПС 110 кВ Кислородный завод	ООО «ЭНЕРГО-ВОЛЬТ»	21200-18- 00464256-5	17.09.2018	2022	2,5	2,5	6	1,75	1,75						
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾						0,12	–	–	0,012						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализаци и ТП	Заявленная вновь присое- диняемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоеди- ненная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспек- тивной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффи- циента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
52	ПС 110 кВ Динская	2018	41,9	ПС 110 кВ Динская	ООО «Торгово- Производственная компания Альянстехнолоджи»	21103-21- 00689890-1	22.12.2021	2023	4	0,4	10	0,4	42,446	42,446	42,446	42,446	42,446	42,446
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,92	–	–	0,092						
53	ПС 110 кВ Мартанская	2018	12,91	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,17	–	–	0,017	12,929	12,929	12,929	12,929	12,929	12,929
54	ПС 110 кВ Ильская	2021	25,78	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					1,65	–	–	0,165	25,963	25,963	25,963	25,963	25,963	25,963
55	ПС 110 кВ Северская	2021	23,6	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					3,55	–	–	0,355	23,995	23,995	23,995	23,995	23,995	23,995
56	ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети)	2021	53,96	ПС 110 кВ Южная	Техносервис	21200-09- 0019537-2	29.01.2010	2023	1	0	10	0,4	54,849	54,849	54,849	54,849	54,849	54,849
				ПС 110 кВ Южная	ООО «КЭМЗ»	21200-18- 00435266-1	12.04.2018	2023	1	0	6	0,4						
				ПС 110 кВ Южная	АО «НЭСК- электросети» ²⁾	21200-21- 00664588-1	15.09.2021	2022	0,7	2,96	6	0						

Примечания

1 ¹⁾ Перечень договоров на ТП ниже 670 кВт приведен отдельно в приложении В.

2 ²⁾ Заявитель является сетевой компанией. Прирост нагрузки не учитывается.

3 ³⁾ Для заявителя договор на ТП расторгнут.

ПС 110 кВ Новониколаевская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 3,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +27,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,933.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,27 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,03 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 3,37 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$ – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$ – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$ – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,34 + 0,03 + 0 - 0 = 3,37 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 144,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новониколаевская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новониколаевская расчетный объем ГАО составит 0,93 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 3,37 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×2,5 МВА на 2×4 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Промзона.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 16,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 192 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 33,17^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,881.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,9 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,98 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,109 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 11,109 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Промзона ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Промзона расчетный объем ГАО составит 2,1 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,9 + 0,109 + 0 - 5,9 = 11,109 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,109 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Апшеронская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 32,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 149,3 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,57 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,8 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,05 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,005 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 25,305 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,7 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Апшеронская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Апшеронская расчетный объем ГАО составит 3,425 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32,1 + 0,005 + 0 - 6,8 = 25,305 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,305 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дивная.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 18,6 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 135 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,57 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,26 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,03 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,003 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции

с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 16,343 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 119 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дивная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дивная расчетный объем ГАО составит 2,33 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,6 + 0,003 + 0 - 2,26 = 16,343 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,343 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Волконка.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 32 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 233 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,57 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,62 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,402 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 32,402 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 236 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волконка ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волконка расчетный объем ГАО составит 16,8 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 32 + 0,402 + 0 - 0 = 32,402 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,402 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Лоо.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 16,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 192 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,57 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,22 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,247 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 16,747 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 195 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лоо ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лоо расчетный объем ГАО составит 7,3 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,5 + 0,247 + 0 - 0 = 16,747 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 16,747 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ленинградская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 30,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 218,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,543 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,06 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 30,16 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 219,2 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ленинградская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ленинградская расчетный объем ГАО составит 14,76 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 30,1 + 0,06 + 0 - 0 = 30,16 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,16 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Куцевская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 32,31 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +35,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

Действующие договора на технологическое присоединение отсутствуют. Перспективная расчетная нагрузка подстанции может составить 32,31 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Куцевская ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Куцевская расчетный объем ГАО составит 4,76 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 32,31 + 0 + 0 - 0 = 32,31 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,31 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×31,5 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Забойская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 13,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 156,2 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +33,17^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,882.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,175 МВт (полная мощность с учетом

коэффициента набора – 0,019 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 13,799 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 156,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Забойская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Забойская расчетный объем ГАО составит 4,48 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,78 + 0,019 + 0 - 0 = 13,799 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 13,799 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Красноармейская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 28,13 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 205 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8,5 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,056 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,228 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 25,858 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 188 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Красноармейская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Красноармейская расчетный объем ГАО составит 10,9 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 28,13 + 0,228 + 0 - 8,5 = 19,858 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 19,858 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформаторов мощностью 2×16 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.

ПС 110 кВ Старотитаровская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 8,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 156 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,846 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,205 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 8,665 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 160 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старотитаровская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старотитаровская расчетный объем ГАО составит 2,9 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,46 + 0,205 + 0 - 0 = 8,665 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 8,665 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ханьковская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (01.08.2018) и составила 23,77 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 182 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +34,42^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,87.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,5 МВА на другие центры питания.

Действующие договора на технологическое присоединение отсутствуют. Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 18,27 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 140 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ханьковская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ханьковская расчетный объем ГАО составит 4,7 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,77 + 0 + 0 - 5,5 = 18,27 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,27 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 15 МВА и Т-2 мощностью 16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Северо-Западная.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 12,35 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143,6 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,35 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,039 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 12,389 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 144 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северо-Западная ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северо-Западная расчетный объем ГАО составит 3,4 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 12,35 + 0,039 + 0 - 0 = 12,389 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,389 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Солнечная.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер (20.01.2021) и составила 12,27 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 164,5 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} -6,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,184.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,13 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,126 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 12,396 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 166,2 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солнечная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Солнечная расчетный объем ГАО составит 4,44 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,27 + 0,126 + 0 - 0 = 12,396 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,396 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Раевская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер (20.01.2021) и составила 27,3 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 144 % от $S_{\text{дн(Т-1)}}$, для Т-2 составит 231 % от $S_{\text{дн(Т-2)}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -6,89^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,184.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 19,784 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,198 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 29,498 МВА. Таким

образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 156 % от $S_{\text{дн}}(T-2)$, для Т-2 составит 249 % от $S_{\text{дн}}(T-2)$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Раевская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Раевская расчетный объем ГАО составит 15,89 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,3 + 2,198 + 0 - 0 = 29,498 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 29,498 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 16 МВА и Т-2 10 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Береговая.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 7,7 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 139 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +31,17 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,881.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,541 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,282 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 7,98 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 144 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Береговая ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Береговая расчетный объем ГАО составит 2,19 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,7 + 0,282 + 0 - 0 = 7,98 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 7,98 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дивноморская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2020) и составила 15,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 183 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,57^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,017 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 15,757 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 183 %, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дивноморская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дивноморская расчетный объем ГАО составит 6,4 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,74 + 0,017 + 0 - 0 = 15,757 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,757 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кислородный завод.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 16,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +35,57^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,19 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,582 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 20,122 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 146 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кислородный завод ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кислородный завод расчетный объем ГАО составит 5,72 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,54 + 3,582 + 0 - 0 = 20,122 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,122 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ильская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 25,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 187 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +35,57^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,65 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,183 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 25,963 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 189 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ильская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ильская расчетный объем ГАО составит 10,98 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,78 + 0,183 + 0 - 0 = 25,963 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,96 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Северская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 23,6 МВА. В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 171,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,395 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 23,994 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Северская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Северская расчетный объем ГАО составит 9,2 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,6 + 0,395 + 0 - 0 = 23,994 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,994 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Свинокомплекс.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 20,27 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 147 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,06 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,007 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 20,277 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 147 %, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Свинокомплекс ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Свинокомплекс расчетный объем ГАО составит 5,6 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,27 + 0,007 + 0 - 0 = 20,277 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,277 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мясокомбинат.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 11,54 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договора на технологическое присоединение отсутствуют.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мясокомбинат ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мясокомбинат расчетный объем ГАО составит 2,7 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,54 + 0 + 0 - 0 = 11,54 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 11,54 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Джемете.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 58,28 МВА. При определении фактической максимальной нагрузки был исключён дополнительный летний контрольный замер 2017 года (характеризующийся абсолютным максимумом нагрузки за рассматриваемые пять лет, обусловленным выдачей мощности в сеть 35 кВ), ввиду того что в 2018–2021 годах нагрузка на шинах 35 кВ ПС 110 кВ Джемете отсутствовала.

В ПАР при АО Т-1: загрузка Т-2 составит 101,9 % от $S_{\text{длн(Т-2)}}$, загрузка Т-3 – 107,9 % $S_{\text{длн(Т-3)}}$; при АО Т-2 загрузка Т-1 составит 101,1 % $S_{\text{длн(Т-1)}}$; при АО Т-3, с учётом совместной работы Т-1 и Т-2 на замкнутые шины РУ 6 кВ и распределения нагрузки 6 кВ пропорционально мощностям трансформаторов: загрузка Т-1 составит 106,7 % от $S_{\text{длн(Т-1)}}$. Таким образом, при существующих нагрузках возможно превышение $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,92 МВА). Согласно данным таблицы 18 непосредственное присоединение перспективной нагрузки осуществляется к шинам 6 и 10 кВ ПС 110 кВ Джемете, при этом объем перспективной нагрузки с $U_{ном} = 10\text{ кВ}$ составляет 4,28 МВА, с $U_{ном}=6\text{ кВ}$ – 0,98 МВА, с $U_{ном} = 0,4\text{ кВ}$ – 0,67 МВА.

При расчёте перспективной нагрузки подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств распределение перспективной нагрузки с $U_{ном} = 0,4\text{ кВ}$ между РУ 6 и 10 кВ принимается в соотношении 1:1. При этом выявлено возможное максимальное превышение $S_{длн}$ следующих трансформаторов: Т-1 – нагрузка 118,8 % от $S_{длн}(Т-1)$ при АО Т-3, с учётом совместной работы Т-1 и Т-2 на замкнутые шины РУ 6 кВ и распределения нагрузки 6 кВ пропорционально мощностям трансформаторов; Т-2 – нагрузка 114,5 %; Т-3 – нагрузка 124,5 % $S_{длн}(Т-3)$ при АО Т-1.

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{персп}^{тр} = 58,28 + 5,92 + 0 - 0 = 64,2\text{ МВА}.$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Джемете ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 мощностью 40 МВА на ПС 110 кВ Джемете расчетный объем ГАО составит 6,13 МВт, при аварийном отключении Т-3 мощностью 25 МВА расчётный объем ГАО составит 7,54 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена Т-2 и Т-3 25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформатора Т-2 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

ПС 110 кВ Восточная.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 48,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 141 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,33 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48,55 + 0,33 + 0 - 0 = 48,88 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 142 %, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Восточная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Восточная расчетный объем ГАО составит 13,03 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 48,88 МВА. Таким образом, с учётом имеющегося Т-1(2) мощностью 40 МВА и соблюдения условий параллельной работы трансформаторов достаточно выполнить установку дополнительного Т-3 мощностью не менее 13,33 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной ПАО «Россети Кубань», на ПС 110 кВ Восточная предполагается реконструкция с установкой трансформатора Т-3 16 МВА, что подтверждает техническую возможность установки дополнительного трансформатора на данной ПС.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку дополнительного трансформатора Т-3 мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Калининская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 35,57 МВА. В ПАР отключения Т-2 с учётом перевода нагрузки РУ 10 кВ в полном объёме на Т-3 нагрузка Т-1 составит 160 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 33,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,882

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,12 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,013 МВА). Согласно данным таблицы 18 только ПС 110 кВ Калининская указана в качестве ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки, и отсутствуют заявители

с $U_{ном}=35$ кВ и $U_{ном}=27,5$ кВ, следовательно, присоединение всей перспективной нагрузки осуществляется к шинам 10 кВ ПС 110 кВ Калининская.

Перспективная нагрузка существующего Т-1 110/35/10 кВ в наиболее тяжёлом ПАР при отключении Т- 2 110/35/27,5 кВ с учётом перевода нагрузки по 10 кВ, в полном объёме на Т- 3 110/27,5/10 кВ, в том числе с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств, и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составить:

$$S_{персп}^{тр1} = (35,57 - 1,02 - 11,98) + 0 + (0,013 - 0,013) - 0 = 22,57 \text{ МВА};$$

где 1,02 МВА – фактическая нагрузка обмотки 10 кВ Т-1 за 07.08.2017

0,013 – полная мощность с учетом коэффициента набора действующими договорами на технологическое присоединение;

11,98 МВА – фактическая нагрузка обмотки 27,5 кВ Т-3 за 07.08.2017

Таким образом, в ПАР отключения Т-2 загрузка трансформатора Т-1 составит 160 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Калининская ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Калининская расчетный объем ГАО составит 7,6 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 22,557 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформаторов Т-1 16 МВА на 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ладожская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 23,99 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} + 35,6$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,3 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,75 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,76 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,99 + 0,76 + 0 - 3,3 = 21,449 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 156 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ладожская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ладожская расчетный объем ГАО составит 6,9 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,449 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформаторов мощностью 2×16 МВА на трансформатор мощностью 2×40 МВА.

ПС 110 кВ Темрюк.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 25,56 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 145 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^\circ\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,336 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,56 + 0,336 + 0 - 4 = 21,896 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Темрюк ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Темрюк расчетный объем ГАО составит 3,7 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,9 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформаторов мощностью 2×16 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.

ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети - КрЭС).

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2020) и составила 53,96 МВА. В ПАР при отключении наиболее нагруженного Т-2 мощностью 40 МВА загрузка оставшихся в работе трансформаторов мощностью 2×25 МВА составит 125 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,9 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 53,96 + 0,9 + 0 - 0 = 54,86 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении наиболее нагруженного Т-2 мощностью 40 МВА загрузка оставшихся в работе трансформаторов мощностью 2×25 МВА составит 127 %, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (КрЭС) расчетный объем ГАО составит 5,97 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР при отключении наиболее нагруженного Т-2 рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшихся в работе трансформаторов Т-1 и Т-3 не менее 54,86 МВА. С этой целью достаточно заменить один из существующих трансформаторов Т-1 или Т-3 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

По существующей схеме на ПС 110 кВ Южная (КрЭС) Т-3 110/35/10 кВ выдаёт мощность на РУ 6 кВ опосредованно через Т-4 35/6 кВ мощностью 15 МВА.

Для обеспечения необходимой мощности трансформаторов в ПАР при отключении наиболее нагруженного Т-2 и для исключения неэффективной схемы ПС с двойной трансформацией мощности, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА и демонтировать Т-4 15 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети - СЭС).

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 52,52 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,89 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52,52 + 3,89 + 0 - 3 = 53,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (СЭС) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (СЭС) расчетный объем ГАО составит 8,1 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 53,41 МВА, для чего достаточно выполнить установку дополнительного Т-3 мощностью не менее 13,41 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной ПАО «Россети Кубань», на ПС 110 кВ Южная (СЭС) предполагается реконструкция с установкой

трансформатора Т-3 25 МВА, что подтверждает техническую возможность установки дополнительного трансформатора на данной ПС.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку дополнительного трансформатора Т-3 мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется установка трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА.

ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети – ЮЗЭС).

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 41,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 194,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки в объеме на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,86 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,85 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41,82 + 2,85 + 0 - 0 = 44,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 207,8 %, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС) ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС) расчетный объем ГАО составит 20,85 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 44,67 МВА, для чего достаточно заменить существующие трансформаторы 2×25 МВА на 2×40 МВА и установить Т-3 мощностью 6,3 МВА. Техническая возможность установки на ПС Южная (ЮЗЭС) третьего трансформатора подтверждается на основании информации, предоставленной ПАО «Россети Кубань», о предполагаемой реконструкции ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС) с заменой трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА и установкой трансформатора Т-3 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА и установку

дополнительного Т-3 мощностью 6,3 МВА. Схемные решения и мощность трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Динская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 41,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 147 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $\text{ТНВ} +1,4^\circ\text{C}$ составляет для Т-1 при нормальном режиме работы 1,14; для Т-2 при повышенном износе изоляции 1,25.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,55 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41,9 + 0,55 + 0 - 0 = 42,45 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 136 % от $S_{\text{дн}}$ трансформатора, для Т-2 – 149 % от $S_{\text{дн}}$ трансформатора, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Динская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Динская расчетный объем ГАО составит 12,55 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощности оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 42,45 МВА, для чего с учётом имеющегося Т-1(2) мощностью 25 МВА достаточна установка дополнительного Т-3 мощностью 25 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной ПАО «Россети Кубань», на ПС 110 кВ Динская предполагается реконструкция с установкой трансформатора Т-3 25 МВА, что подтверждает техническую возможность установки дополнительного трансформатора на данной ПС.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку дополнительного трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Западная-2.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 58,01 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит для Т-1 169 % от $S_{\text{ддн}}(\text{Т-1})$ и для Т-2 131 % от $S_{\text{ддн}}(\text{Т-2})$ что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $\text{ТНВ} +35,8^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858 для Т-1 и 1,11 для Т-2 при повышенном износе изоляции.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,41 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 58,01 + 0,41 + 0 - 0 = 58,418 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит для Т-1 170 % от $S_{\text{ддн}}$ трансформатора и для Т-2 132 % от $S_{\text{ддн}}$ трансформатора, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Западная-2 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Западная-2 расчетный объем ГАО составит 21,7 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 58,418 МВА, для чего с учётом имеющегося Т-1(2) мощностью 40 МВА достаточно выполнить установку дополнительного Т-3 мощностью 25 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной ПАО «Россети Кубань», на ПС 110 кВ Западная-2 предполагается реконструкция с установкой трансформатора Т-3 25 МВА, что подтверждает техническую возможность установки дополнительного трансформатора на данной ПС.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку дополнительного трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Каменка.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер (20.01.2021) и составила 9,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов

загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-6,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,185.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,34 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,9 + 0,34 + 0 - 0 = 10,24 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 137 %, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Каменка ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Каменка расчетный объем ГАО составит 2,5 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 10,24 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 $2 \times 6,3$ МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформаторов мощностью $2 \times 6,3$ МВА на трансформаторы мощностью 2×10 МВА.

ПС 110 кВ Мартанская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 12,91 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит для Т-1 114,8 % от $S_{\text{длн}}$, для Т-2 – 103,3 %, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $+3,6^{\circ}\text{C}$ для Т-1 при нормальном режиме нагрузки составляет 1,125, для Т-2 при повышенном износе изоляции – 1,25.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,17 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,019 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,91 + 0,019 + 0 - 0 = 12,93 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит для Т-1 114,9 %, для Т-2 – 103,4 %, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мартанская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Мартанская расчетный объем ГАО составит 1,51 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 12,93 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА.

ПС 110 кВ Новомихайловская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 19 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 215,7 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,17 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,881.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,36 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,54 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 19 + 0,54 + 0 - 0 = 19,54 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 221,8 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новомихайловская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новомихайловская расчетный объем ГАО составит 9,6 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 19,54 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформаторов мощностью 2×10 МВА на трансформаторы мощностью 2×16 МВА.

ПС 110 кВ Славянская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 22,21 МВА. В ПАР Т-1 мощностью 25 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА составит 116 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,012 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,21 + 0,012 + 0 - 0 = 22,222 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 125 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Славянская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Славянская расчетный объем ГАО составит 4,4 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,222 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 16 МВА на 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Лабинск-2.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 15,56 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 181 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

Действующие договора на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции ввиду отсутствия договоров на технологическое присоединение и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,56 + 0 + 0 - 0 = 15,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 181 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лабинск-2 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Лабинск-2 расчетный объем ГАО составит 6,26 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 15,56 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформаторов мощностью 2×10 МВА на трансформаторы мощностью 2×25 МВА.

ПС 110 кВ Андреевская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 8,14 МВА. В ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-2 16 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА составит 134,7 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +27,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,959 для Т-1 и 1,177 для Т-2 при повышенном износе изоляции.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,006 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,001 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,14 + 0,001 + 0 - 0 = 8,141 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении Т-1 6,3 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА составит 43 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ для Т-2; при отключении Т-2 нагрузка Т-1 составит 134,7,9 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Андреевская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Андреевская расчетный объем ГАО составит 1,89 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформатора Т-1 не менее 8,141 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силовых трансформаторов Т-1 6,3 МВА на 10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Широкая балка.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер (20.01.2021) и составила 11,26 МВА. В ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-1 16 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА составит 151 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -6,89^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,184.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,44 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,26 + 0,44 + 0 - 0 = 11,7 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-1 16 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА составит 157 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Широкая балка ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Широкая балка расчетный объем ГАО составит 3,8 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 11,7 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силовых трансформаторов Т-2 6,3 МВА на 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Крымская ПТФ.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 9,06 МВА. В ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-2 10 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА составит 167,2 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,507 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,167 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,06 + 0,167 + 0 - 0 = 9,227 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении Т-1(2) нагрузка Т-1 составит 170,3 % от $S_{\text{дн}}$ трансформатор, нагрузка Т-2 – 107,3 % от $S_{\text{дн}}$ трансформатор, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов. Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Крымская ПТФ ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Крымская ПТФ расчетный объем ГАО составит 3,43 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 9,227 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА, что соответствует номинальной мощности существующего Т-2. Однако ввиду того, что для Т-2 $S_{\text{дн}}$ при $T_{\text{НВ}} +35,6$ °С составит 8,6 МВА, что менее 9,23 МВА, необходимо заменить также Т-2 10 МВА на новый силовой трансформатор 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силовых трансформаторов Т-1 6,3 МВА и Т-2 10 МВА на 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Рассвет.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 13,6 МВА. В ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-2 16 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА составит 120,9 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +3,6$ °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,125.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,2 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,019 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,0021 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,6 + 0,0021 + 0 - 1,2 = 12,4 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-2 16 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА составит 110,3 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Рассвет ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Рассвет расчетный объем ГАО составит 1,04 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 12,4 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 10 МВА на 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кореновская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 45,94 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 165,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 7,1 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,034 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 45,94 + 0,034 + 0 - 7,1 = 38,874 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 140 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кореновская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кореновская расчетный объем ГАО составит 10 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,874 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформаторов мощностью 2×25 МВА на трансформаторы мощностью 2×40 МВА и установка Т-3 мощностью 10 МВА.

ПС 110 кВ Атамановская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 16,12 МВА, что соответствует 114,3 % от $S_{\text{дн}}$, и превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 33,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,882.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,71 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,324 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,036 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,12 + 0,036 + 0 - 1,71 = 14,446 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 102,5 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Атамановская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае превышения нагрузки ПС 110 кВ Атамановская свыше $S_{\text{дн}}$, расчетный объем ГАО составит 0,32 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 14,446 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА, что соответствует номинальной мощности существующего Т-1. Однако ввиду того, что для Т-1 на основании Приказа Минэнерго России № 81 [2] не допускается работа с повышенным износом изоляции и при $T_{\text{НВ}} + 33,2^\circ\text{C}$ $S_{\text{дн}}$ составляет 14,112 МВА, что менее $S_{\text{персп}}^{\text{тр}}$, необходимо заменить Т-1 16 МВА на новый силовой трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 16 МВА на новый трансформатор 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформатора мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА.

ПС 110 кВ Геймановская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер

(07.08.2017) и составила 15,87 МВА, что соответствует 112,6 % от $S_{\text{дн}}$, и превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 33,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,882.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,7 МВА на другие центры питания. В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,11 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,012 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,87 + 0,012 + 0 - 6,7 = 9,182 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 65 %, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость увеличения мощности трансформатора на ПС 110 кВ Геймановская и реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Геймановская с заменой существующего силового трансформатора 16 МВА на 25 МВА).

ПС 110 кВ Павловская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 17,33 МВА, что соответствует 125,9 % от $S_{\text{дн}}$, и превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможен перевода нагрузки в объеме 4,98 МВА на другие центры питания. В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,264 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,029 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,33 + 0,029 + 0 - 4,98 = 12,379 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 90 %, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость увеличения мощности трансформатора на ПС 110 кВ Павловская и реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение

трансформаторной мощности ПС 110 кВ Павловская с заменой существующего силового трансформатора 16 МВА на 25 МВА).

ПС 110 кВ Сукко.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 12,27 МВА, что соответствует 143 % от $S_{\text{ддн}}$, и превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,22 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,27 + 1,22 + 0 - 0 = 13,49 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 157 %, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сукко ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сукко расчетный объем ГАО составит 4,4 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 13,49 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 10 МВА на 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тепличная.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (01.08.2018) и составила 9,67 МВА, что соответствует 111 % от $S_{\text{ддн}}$, и превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 34,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,87.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

Действующие договора на технологическое присоединение отсутствуют. Перспективная расчетная нагрузка подстанции ввиду отсутствия договоров на технологическое присоединение, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,67 + 0 + 0 - 0 = 9,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 111 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тепличная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{дн}}$ трансформатора на ПС 110 кВ Тепличная расчетный объем ГАО составит 0,87 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 9,67 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению $S_{\text{персп}}^{\text{тр}}$ является трансформатор мощностью 10 МВА, что соответствует номинальной мощности существующего Т-1. Однако ввиду того, что для Т-1 на основании Приказа Минэнерго России № 81 [2] не допускается работа с повышенным износом изоляции и при ТНВ +34,4 °С $S_{\text{дн}}$ составляет 8,7 МВА, что менее $S_{\text{персп}}^{\text{тр}}$, необходимо заменить Т-1 10 МВА на новый силовой трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 10 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

ПС 110 кВ ПТФ.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 12,69 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит для Т-1 147,6 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 114,3 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С для Т-1 нормальном режиме нагрузки составляет 0,86, для Т-2 при повышенном износе изоляции – 1,11.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,17 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,019 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 12,69 + 0,019 + 0 - 4 = 8,71 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит: для Т-1 101,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; для Т-2 – 78,5 %, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2.

Необходимо отметить, что в 2024 году срок службы трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ ПТФ составит 30 лет, при этом, в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при $T_{\text{НВ}} +35,6^\circ\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 0,86. В ПАР отключения Т-1, при данном коэффициенте допустимой длительной перегрузки, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 101,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ПТФ ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ПТФ расчетный объем ГАО составит 0,098 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность оставшегося в работе трансформатора не менее 8,71 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА, что соответствует номинальной мощности существующих Т-1 и Т-2. Однако ввиду того, что при коэффициенте допустимой длительной перегрузки трансформатора при $T_{\text{НВ}} +35,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки $S_{\text{ддн}}$ составит 8,6 МВА, что менее 8,71 МВА, необходимо заменить существующие Т-1 и Т-2 2×10 МВА на новые силовые трансформаторы 2×10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на новые силовые трансформаторы 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия– 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформаторов мощностью 2×10 МВА на трансформаторы мощностью 2×16 МВА.

ПС 110 кВ Новомышастовская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (01.08.2018) и составила 11,59 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +34,4^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,87.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 1,118 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,124 МВА). Перспективная расчетная нагрузка существующих трансформаторов с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,59 + 0,124 + 0 - 2 = 9,714 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 112 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Новомышастовская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Новомышастовская расчетный объем ГАО составит 0,91 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 9,714 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА, что соответствует номинальной мощности существующих трансформаторов Т-1 и Т-2. Однако ввиду того, что для Т-1 и Т-2 на основании Приказа Минэнерго России № 81 [2] не допускается работа с повышенным износом изоляции и при ТНВ +34,4 °С $S_{\text{дн}}$ составляет 8,7 МВА, что менее $S_{\text{персп}}^{\text{тр}}$, необходимо заменить Т-1 и Т-2 10 МВА на новые силовые трансформаторы мощностью 10 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на новые трансформаторы 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформаторов мощностью 2×10 МВА на трансформаторы мощностью 2×16 МВА.

ПС 110 кВ Бойко-Понура.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 9,33 МВА, что соответствует 108,5 % от $S_{\text{дн}}$, и не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,226 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,025 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции

с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и без учёта возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 9,33 + 0,025 + 0 - 0 = 9,355 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 108,8 %, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора не менее 9,355 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА, что соответствует номинальной мощности существующего Т-1. Однако ввиду того, что для Т-1 на основании Приказа Минэнерго России № 81 [2] не допускается работа с повышенным износом изоляции и $S_{\text{ддн}}$ при ТНВ +35,6 °С составляет 8,6 МВА, что менее $S_{\text{персп}}^{\text{ТР}}$, необходимо заменить Т-1 10 МВА на новый силовой трансформатор мощностью 10 МВА. С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 10 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно предложениям ПАО «Россети Кубань» рекомендуется замена трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА.

ПС 110 кВ ПАОС.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 2,24 МВА, что соответствует 104,2 % от $S_{\text{ддн}}$, и не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1 МВА на другие центры питания. В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,031 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,003 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 2,24 + 0,003 + 0 - 1 = 1,243 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 58 %, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость увеличения мощности трансформатора на ПС 110 кВ ПАОС и реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение

трансформаторной мощности ПС 110 кВ ПАОС с заменой существующего силового трансформатора 2,5 МВА на 4 МВА).

ПС 110 кВ Полтавская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер (20.01.2021) и составила 2,29 МВА, что соответствует 75 % от $S_{\text{дн}}$ при коэффициенте допустимой длительной перегрузки трансформатора при нормальном режиме нагрузки и ТНВ -6,9 °С составляющем 1,185.

Последующие расчёты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составившей 2,22 МВА, что соответствует 103 % от $S_{\text{дн}}$. В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,22 МВА на другие центры питания. В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,422 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,047 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,22 + 0,047 + 0 - 2,22 = 0,047 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 2,2 %, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость увеличения мощности трансформатора на ПС 110 кВ Полтавская и реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Полтавская с заменой существующего силового трансформатора 2,5 МВА на 4 МВА).

ПС 110 кВ Старонижестеблиевская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 15,28 МВА, что соответствует 111 % от $S_{\text{дн}}$, и не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3 МВА на другие центры питания. В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,513 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,057 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых

энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,28 + 0,057 + 0 - 3 = 12,337 \text{ МВА.}$$

Таким образом, загрузка трансформатора составит 90 %, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость увеличения мощности трансформатора на ПС 110 кВ Старонижестеблиевская и реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Старонижестеблиевская с заменой существующего силового трансформатора 16 МВА на 25 МВА).

ПС 110 кВ Гречанная Балка.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер (20.01.2021) и составила 2,16 МВА, что соответствует 72,9 % от $S_{\text{ддн}}$, и не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} -6,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,184.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,174 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,019 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 2,179 МВА. Таким образом, загрузка трансформатора составит 73,6 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 2,16 + 0,019 + 0 - 0 = 2,179 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Гречанная Балка с заменой существующего силового трансформатора 2,5 МВА на 4 МВА).

ПС 110 кВ Джигинская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 29,8 МВА. В ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 105,7 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} +33,2^{\circ}\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,128.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,81 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,312 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, может составить 22,12 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 78,4 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,8 + 0,312 + 0 - 8 = 22,12 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение трансформаторной мощности ПС 110 кВ Джигинская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

ПС 110 кВ Новопокровская.

Согласно данным в таблицах 16, 17, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 15,48 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,38 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,69 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,077 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, может составить 11,177 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 81 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,48 + 0,077 + 0 - 4,38 = 11,177 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Кубань» (увеличение

трансформаторной мощности ПС 110 кВ Новопокровская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

2.2.2.1 ПАО «Россети Кубань»

По данным ПАО «Россети Кубань» рассмотрены предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. Указанные предложения приведены в таблице 19.

Ввиду отсутствия обосновывающих материалов, а также утвержденных ТУ на ТП к представленным в таблице 19 мероприятиям, данные предложения далее не учитываются.

Таблица 19 – Варианты строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже

№ п/п	Р – реконструкция Н – нов. строительство	Напряжение, кВ	Наименование мероприятия	Год ввода объекта (рекомендуемый)	Существующие технические характеристики объектов	Технические характеристики объектов	Стоимость в базовых ценах (на 01.01.2018), млн руб. (без НДС)	Стоимость в ценах 2 кв. 2022 года, млн руб. (с НДС)	Основание для выполнения мероприятия
1	Р	35	Реконструкция ПС 35 кВ Анапа с переводом на 110 кВ и установкой двух силовых трансформаторов мощностью 25 МВА	2023	2×4 МВА 6,3 МВА 10 МВА	2×25 МВА	н/д	н/д	Устранение фактической перегрузки трансформаторов и обеспечение допустимых уровней напряжения при технологическом присоединении новых потребителей
2	Н	110	Строительство двух цепей КВЛ 110 кВ Анапская – Анапа	2023	н/д	н/д	н/д	н/д	Устранение фактической перегрузки трансформаторов и обеспечение допустимых уровней напряжения при технологическом присоединении новых потребителей
3	Р	110	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ХБК 1 и 2 цепь с отпайкой на ПС Восточная	2024	н/д	2×4,1 км	н/д	н/д	н/д
4	Н	110	Строительство двух КЛ 110 кВ Восточная – Центральная	2024	н/д	2×6,1 км	н/д	н/д	Устранение фактической перегрузки трансформаторов и обеспечение допустимых уровней напряжения при технологическом присоединении новых потребителей
5	Р	110	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110/6-10 кВ Восточная для присоединения двух КЛ 110 кВ Восточная – Центральная	2024	н/д	н/д	н/д	н/д	Устранение фактической перегрузки трансформаторов и обеспечение допустимых уровней напряжения при технологическом присоединении новых потребителей
6	Р	35	Реконструкция ПС 35 кВ Центральная с переводом на 110 кВ и установкой трех силовых трансформаторов 110/6-10 кВ мощностью по 40 МВА.	2024	н/д	3×40 МВА	н/д	н/д	Для устранения фактической перегрузки трансформаторов и обеспечение допустимых уровней напряжения при технологическом присоединении новых потребителей
7	Р	35	Реконструкция ПС 35 кВ Абрау-Дюрсо с переводом на класс напряжения 110 кВ и установкой двух трансформаторов 2×16 МВА с сооружением ВЛ 110 кВ Солнечная – Абрау-Дюрсо	2024	н/д	2×16 МВА	н/д	н/д	Устранение фактической перегрузки трансформаторов и обеспечение допустимых уровней напряжения при технологическом присоединении новых потребителей

ПС 35 кВ Толстый Мыс.

В связи с активным развитием курортной отрасли в районе города-курорта города Геленджик возникает необходимость обеспечения надежности существующих и возможности технологического присоединения новых потребителей, электроснабжение который осуществляется от ПС 35 кВ Толстый Мыс, которая является питающим центром для 86 трансформаторных подстанций и 32 социально-значимых объектов.

ПС 35 кВ Толстый Мыс присоединена по ВЛ 35 кВ Геленджик – Толстый Мыс без возможности перевода нагрузок с ПС 35 кВ Толстый Мыс на другие центры питания и рисками отключения населения в аварийных ситуациях.

Отсутствие возможности реконструкции ПС 35 кВ Толстый Мыс ввиду вынужденной работы трансформаторного оборудования ПС 35 кВ Толстый Мыс с нагрузкой близкой к номинальной не позволяет проводить ремонтные работы, что повышает вероятность возникновения аварийных ситуаций с отключением значительной части потребителей города-курорта Геленджик.

На основании вышеизложенного, для целей обеспечения надежного электроснабжения существующих и обеспечения возможности технологического присоединения перспективных потребителей в г. Геленджик необходимо выполнить реконструкцию ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2024 год.

2.2.2.2 АО «НЭСК-электросети»

По данным АО «НЭСК-электросети» рассмотрены предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. Указанные предложения приведены в таблице 20.

Ввиду отсутствия обосновывающих материалов, а также утвержденных ТУ на ТП к представленным в таблице 20 мероприятиям, данные предложения далее не учитываются.

Таблица 20 – Предложения АО «НЭСК-электросети» по строительству электросетевых объектов 110 кВ

№ п/п	Наименование мероприятия	Год ввода	Технические характеристики объекта	Стоимость объекта, млн руб. (с НДС)	Основание для выполнения мероприятия
1	Строительство ПС 110 кВ Хоззона с установкой трансформаторов 2×10 МВА	2028	2×10 МВА	н/д	Строительство новой ПС
2	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 220/110/35/10 кВ Тяговая Горячий Ключ до проектируемой ПС 110 кВ Хоззона	2028	2×12 км	н/д	Строительство новой ПС
3	Строительство ПС 110 кВ Парус с установкой трансформаторов 2×16 МВА	2028	2×16 МВА	н/д	Строительство новой ПС
4	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Парус до ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская	2028	2×0,25 км	н/д	Строительство новой ПС
5	Строительство ПС 110 кВ Азовская с установкой трансформаторов 2×40 МВА	2028	2×40 км	н/д	Строительство новой ПС
6	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ от ПС 220/110/35/10 кВ Староминская до ПС 110/10/10 кВ Азовская	2028	2×70 км	н/д	Строительство новой ПС
7	Строительство ПС 110 кВ Борисовка с установкой трансформаторов 2×10 МВА	2028	2×10 МВА	н/д	Строительство новой ПС
8	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП I цепь и от ВЛ 110 кВ Кирилловская – Солнечная до проектируемой ПС 110 кВ Борисовка	2028	2×1,5 км	н/д	Строительство новой ПС

2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям

2.2.3.1 ПАО «Россети Кубань»

Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии по ПС 110 кВ Моревская, ПС 110 кВ Западная-2, ПС 110 кВ ПТФ и ПС 110 кВ Красноармейская ПАО «Россети Кубань» предоставлены в таблице 21. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

Таблица 21 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах ПАО «Россети Кубань» на территории Краснодарского края

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
1	ПС 110 кВ Моревская	Т-2 на ПС 110 кВ Моревская находился в ремонте (замена привода РПН)	2 700	Т-2	110	3	–	–	–	0,5333	–	–	–	–	1440	–	–
2	ПС 110 кВ Западная-2	Осуществлялось по схеме нормального режима	28 000	Т-2	110	3	–	–	–	0,0167	–	–	–	–	467,6	–	–
3	ПС 110 кВ ПТФ	Осуществлялось по схеме нормального режима	2 000	Т-1	110	3	–	–	–	0,1833	–	–	–	–	366,6	–	–
4	ПС 110 кВ Красноармейская	Осуществлялось по схеме нормального режима	4 000	Т-1	110	3	–	–	–	0,0667	–	–	–	–	266,8	–	–

2.2.3.2 ПАО «Россети»

Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии по ПАО «Россети» предоставлены в таблице 22. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

Таблица 22 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах ПАО «Россети» на территории Краснодарского края

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущерба от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
	ПС 220 кВ Славянская	Отключение 2 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Славянская явилось срабатывание УРОВ-110 из-за отказа отключения МВ-110 ПТФ при коротком замыкании на ВЛ 110 кВ Славянская-ПТФ и срабатывании токовой отсечки на панели защит ВЛ-110 ПТФ на отключение МВ-110 ПТФ. Причиной отказа в отключении выключателя МВ-110 ВЛ ПТФ на ПС 220 кВ Славянская явилось межвитковое короткое замыкание катушки отключения 5СЯ.520.302-04 из-за внутреннего дефекта изготовления катушки	9700	СШ	110	–	–	5	0,2	1,37	–	–	–	–	13289	–	–
2	ПС 220 кВ Усть-Лабинск	Причиной аварийного отключения СМВ-35 (при включении СМВ-220 кВ от ключа управления) явилось металлическое замыкание на «землю» в цепях оперативного тока СМВ-35 (нарушение изоляции выводов катушки отключения СМВ-35 и перекрытия на шпильки катушки) и кратковременного замыкания соединительного провода от 2-го канала ВАЗП 1 (в момент отгорания провода 2,5 мм², соединяющего ВАЗП 1 (2-й канал) и переключатель 2ПИ)	14000	СШ	35	–	–	5	0,4	0,51	–	–	–	–	3080	–	–
3	ПС 220 кВ Староминская	Отключение 1с 35 кВ, 2с 35 кВ действием ЗДЗ явилось межфазное короткое замыкание (переходящее в трехфазное) между ламелями втычных контактов секционного выключателя СВ-35 кВ 1-2С, возникшее по причине попадания влаги (дождевой воды) в высоковольтный отсек выключателя СВ-35 кВ 1-2С. Причиной попадания влаги (капельной течи) в высоковольтный отсек выключателя СВ-35 кВ 1-2С явились дефекты монтажа кровли	4500	СШ	35	–	–	4	0,2	1,72	–	–	–	–	7740	–	–

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		КРУН-35 кВ, выраженных в некачественной заделке уплотнений проходного изолятора над ячейкой секционного выключателя СВ-35 кВ 1-2С выключателя СВ-35 кВ 1-2С в условиях проливных дождей (в период с 19 по 20 августа 2021 года)															
4	ВЛ 110 кВ Кирилловская – Новоросметалл	В 09:13 на ПС 220 кВ Кирилловская действием 1 ступени ТЗНП, 1 зоны ДЗ отключился выключатель МВ-110 ВЛ Новоросметалл. Причиной аварийного отключения ВЛ 110 кВ Кирилловская- Новоросметалл действием 1 ступени ТЗНП, 1 зоны ДЗ явилось однофазное КЗ на фазе А ВЛ 110 кВ Кирилловская – Новоросметалл, произошедшее из-за обрыва шлейфа в месте соединения аппаратного зажима на ВЧЗ ВЛ 110 кВ Новоросметалл фазы А в сторону развилки ЛР и РОСШ ВЛ 110 Новоросметалл. Причиной обрыва шлейфа в месте соединения аппаратного зажима на ВЧЗ ВЛ 110 кВ Новоросметалл фазы А явился излом верхних повивов провода под воздействием на него ветровых нагрузок в течение нескольких дней подряд	28000	СШ	110	–	–	1	0,2	0,32	–	–	–	–	8960	–	–
5	ПС 220 кВ Усть-Лабинск	5.09.2020 в 16:09 на ПС 220 кВ Усть-Лабинск отключалась ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть- Лабинск, а именно произошло аварийное отключение СМВ-220 (АПВ успешное), МВ-110 АТ-1 (АПВ не было), МВ-35 АТ-1 (АПВ не было), АВР СМВ-35 успешно. Причиной аварийного отключения ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская – Усть-Лабинск явилась ложная работа 5 ступени ТЗНП второго комплекта защит на ПС 220 кВ Усть-Лабинск из-за неисправности токовых цепей терминала, выраженная в снижении тока ф. В	9900	СШ	35	–	–	3	0,4	0,51	–	–	–	–	7920	–	–

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		вследствие повреждения грызунами изоляции токовых цепей кабеля, соединяющего ТТ ф.В ВЛ 220 кВ Ново-Лабинская и клеммный шкаф зажимов ТТ															
6	ПС 220 кВ Кирилловская	05.03.2019 в 16:32 на ПС 220 кВ Кирилловская действием ДЗШ 110 произошло аварийное отключение 1,2 СШ-110 кВ. Работ и оперативных переключений на ПС не было. Причиной аварийного отключения 1 СШ 110 кВ действием ДЗШ-110 кВ 1 СШ явилось короткое замыкание ввода выключателя МВ-110 кВ Т-3 фазы С со стороны 1 СШ 110 кВ, в результате чего произошло разрушение ввода с возгоранием и выбросом из него масла в сторону МВ-110 кВ Т-4 и МВ-110 кВ Тоннельная. Причиной аварийного отключения 2 СШ 110 кВ действием ДЗШ-110 кВ 1 СШ явилось однофазное короткое замыкание на 2 СШ 110 кВ (через 150 мс после ликвидации КЗ на 1 СШ 110), переходящее в трехфазное короткое замыкание, образовавшееся вследствие выброса мелкодисперсной смеси трансформаторного масла и продуктов его горения и разложения в сторону расположенного рядом МВ-110 кВ Т-4 при термическом воздействии. Причиной короткого замыкания явился пробой основной изоляции ввода (на расстоянии примерно 1500 мм от верхнего торца ввода), вследствие ухудшения характеристик внутренней изоляции, вызванных образованием разрядов по поверхности бумажной изоляции из-за ее старения в процессе длительной эксплуатации (43 года) с последующим образованием прожогов бумажной изоляции, что привело к короткому замыканию	94000	СШ	110	—	—	7	0,2	1,95	—	—	—	—	183300	—	—

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждающий возмещение ущерба
		между токопроводящим стержнем и измерительной обкладкой															
7	ПС 220 кВ Восточная	17.01.2018 в 02:28 на ПС 220 кВ Восточная действием ДЗО-10 АТ-2 произошло аварийное отключение АТ-2 (АВР-10 не было). Причиной аварийного отключения АТ-2 действием ДЗО-10 АТ-2 явилось трехфазное короткое замыкание между опорной изоляцией и ошиновкой, расположенными между ТОР-10 АТ-2 и ячейкой ВВ-10 АТ-2 в помещении камеры ТОР-10 АТ-2	250	Т	220	3	–	4	0,4	1,23	–	–	–	–	29	–	–
8	ПС 220 кВ Восточная	23.03.2018 в 02:59 произошло аварийное отключение АТ-2 на ПС 220 кВ Восточная действием защит. Произошло погашение ПС и собственных нужд (ТСН-1, ТСН-2). Причиной срабатывания терминала основных защит АТ-2 (работа газовой защиты на сигнал) явилось снижение уровня масла (из-за увеличения депрессии масла пока длится фаза охлаждения) в газовом реле при закрытом отсечном клапане по причине недостатка конструкции. При этом, при работе газового реле на сигнал, не сработала звуковая сигнализация, что сделало невозможным предотвращение отключения АТ-2 оперативным персоналом ПС от газовой защиты АТ, согласно инструкции по ликвидации аварий	3591	Т	220	3	–	9	0,4	1,23	–	–	–	–	8379	–	–
9	ПС 220 кВ Витаминкомбинат	27.03.2018 в 03:19 на ПС 220 кВ Витаминкомбинат произошло аварийное отключение секционного выключателя СВ-1-2 С 35 кВ (произошло обесточение 2С 35 кВ, ВЛ-35 кВ Витаминкомбинат-Н.Титаровская). Причиной аварийного отключения секционного выключателя СВ-1-2 С 35 кВ явилась неисправность платы центрального процессора терминала защит и АУВ СВ-1-2 35 кВ марки MiCom P 143	9500	СШ	35	–	–	1	0,4	0,17	–	–	–	–	317	–	–

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
10	ПС 220 кВ Каневская	21.07.2018 в 23:54 на ПС 220 кВ Каневская действием ЛЗШ-10 произошло аварийное отключение МВ-10 Т-4. В ходе осмотра помещения ЗРУ-10 оперативным персоналом ПС 220 кВ Каневская зафиксировано отключенное положение МВ-10 Т-4. Причиной аварийного отключения МВ-10 Т-4 действием ЛЗШ 10 кВ Т- 4 явилось замыкание на землю фазы А ВЛ-10 кВ К-9 (вследствие внешнего КЗ на данной ВЛ) с последующим возникновением замыкания на землю фазы В в ячейке МВ-10 Т-4 и междуфазным коротким замыканием фаз А и В в данной ячейке	5120	СШ	10	–	–	5	0,2	2,23	–	–	–	–	11418	–	–
11	ПС 220 кВ Псоу	01.09.2018 в 02:11 на ПС 220 кВ Псоу действием ЗДЗ произошло аварийное отключение В 10 ЛРН-2, ШСВ 21:10 с запретом АВР (2С 10 обесточена). Причиной аварийного отключения В 10 ЛРН-2, ШСВ 21:10 (обесточения 2 С 10) явилось попадание дождевой воды в релейный отсек ячейки № 213 и образования перекрытия в выходных цепях терминала дуговой защиты дуга-О, в результате чего при внешнем коротком замыкании на фидере КЛ-10 ПС 16 и работе пусковых органов токовых защит (3- й ст.МТЗ в ячейке КЛ ПС 16 и 2-ст. МТЗ в ячейке В 10 ЛРН-2) наличии сигнала о срабатывании дуговой защиты на входе терминала защит и АУВ В-10 ЛРН-2 произошло излишнее срабатывание ЗДЗ 2С 10 кВ	2448	СШ	10	–	–	7	0,2	0,3	–	–	–	–	734	–	–
12	ПС 110 кВ НПС	13.12.2018 в 04:52 на ПС 110 кВ НПС действием МТЗ произошло аварийное отключение МВ-6 Т-2-4. Причиной аварийного отключения вводного выключателя МВ-6 Т-2-4 действием МТЗ явилось короткое замыкание в ячейке № 20 МВ-6	447	СШ	6	–	44,2	6	0,2	3,37	–	–	–	–	1506	–	–

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		ТСН-2 в сторону IV СШ 6 кВ между фазами А и В через тело животного (крысы)															
13	ПС 220 кВ Витаминкомбинат	29.06.2017 в 10:55 на ПС 220 кВ Витаминкомбинат произошло аварийное отключение 2 С 10 кВ (отключились выключатели: В-10 кВ ВК-2, В-10 кВ ВК-4, В-10 кВ ВК-6, В-10 кВ ВК-8, В-10 кВ ВК-10, В-1. Причиной аварийного отключения 2 С 10 кВ ПС 220 кВ Витаминкомбинат явилась ложная работа функции АЧР-1 в терминале ТН 2С 10 кВ типа Mikom P141, связанная с дефектом изготовления терминала	9500	СШ	10	–	–	9	0,4	0,17	–	–	–	–	3008,3	–	–
14	ПС 220 кВ Брюховецкая	30.06.2017 в 17:52 на ПС 220 кВ Брюховецкая произошло аварийное отключение 2 СШ 220 (короткого замыкания не было). В это же время действием АРТ АТ-3 отключились: СМВ-110, МВ-110 АПК-1, МВ-110 АПК-2; МВ 35 Заветы Ильича, МВ 35 Большой Бейсуг, МВ-10 Ф Б-1, МВ-10 Ф Б-2, МВ-10 Ф Б-4, МВ-10 Ф Б-5, МВ-10 Ф Б-7, МВ-10 Ф Б-8, МВ-10 Ф Б-9. Причиной аварийного отключения 2 СШ 220 явилась ложная работа УРОВ вследствие несоответствия фактически выполненного монтажа (в октябре 2014 года персоналом ОАО СКЭРК) исполнительным схемам. В выходных вторичных цепях отключения секции шин от УРОВ жила кабеля 4БЛ-277 053 кл. 100 ошибочно смонтирована на рядом расположенную клемму № 99, что привело к возможности прохождения сигнала запрета АПВ в ДЗШ-220 и отключению 2 СШ-220 кВ от УРОВ	55000	СШ	10	–	–	11	0,2	0,65	–	–	–	–	35750	–	–
15	ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная	18.05.2017 в 10:55 произошло аварийное отключение ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная. На Ставропольской ГРЭС зафиксирована работа защит:	190600	ВЛ	500	–	196,17	1	0,2	0,72	–	–	–	–	136597	–	–

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{мах} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
		ДФЗ, 1 ступень ДЗ, МФТО, ОАПВ ф. А неуспешно. На ПС 500 кВ Центральная зафиксирована работа защит: ДФЗ, АУДЗ. ОАПВ ф. А неуспешно															
16	ВЛ 220 кВ Кубанская – Восточная II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Афипский НПЗ	22.08.2017 произошло отключение ВЛ-220 кВ Кубанская- Восточная II цепь и АТ-2 на ПС 220 кВ Восточная действием защит. Причиной неполнофазного отключения МВ-220-23 (отказа в отключении фазы А) на ПС 220 кВ Восточная явился излом упорного болта на отключающем механизме привода МВ-220-23 фаза А	2950	ВЛ	220	–	47,32	5	0,2	0,17	–	–	–	–	491,7	–	–
17	ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 2	06.09.2017 в 20 часов 18 минут действие защит, с неуспешным ОАПВ фазы «А», отключалась ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1 (действием на Ростовской АЭС – ДФЗ; на ПС 500 кВ Тихорецк – ДФЗ; 1 з. ДЗ от КЗ на землю). Причина КЗ на опоре № 408 (124,5 км от Ростовской АЭС) ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Тихорецк № 1 произошло по причине перекрытия поддерживающей гирлянды изоляторов фазы «А» (материал юбки – стекло, тип ПС-120А) в условиях атмосферных перенапряжений	253426	ВЛ	500	–	335,44	1	0,2	0,73	–	–	–	–	185761	–	–
18	ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Кругликовская	17.10.2017 в 04:10 действием ДЗЛ произошло аварийное отключение ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Кругликовская с неуспешным АПВ (на ПС 220 кВ Витаминкомбинат АПВ успешно). Причиной отключения ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Кругликовская действием ДЗЛ явилось перекрытие между проводом фазы В и траверсой опоры № 50 по продуктам жизнедеятельности птиц	6600	ВЛ	220	–	17,48	2	0,2	0,65	–	–	–	–	4290	–	–

2.2.3.3 ООО «Афипский НПЗ»

Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии по ООО «Афипский НПЗ» предоставлены в таблице 23. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, отсутствуют.

Таблица 23 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах ООО «Афипский НПЗ» на территории Краснодарского края

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	n, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
1	ПС 110 кВ НПЗ	ВМ-110 Т-2, Т-2 ПС 110/6 кВ НПЗ	6454	Т	110	3	–	17	0,2	1,82	1	744	1	1,82	–	–	нет

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

В таблице 24 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 год по рассматриваемым ПС, в таблице 25 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 26 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 24 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾	
ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края																			
1	ПС 110 кВ АПК	110	Т-1	ТРДН-25000/110 У1	115	25	1987	95	13,17	9,37	12,28	8,49	11,34	11,24	8,85	12,54	9,53	14,41	0
		10			10,5	25			8,88	4,76	7,83	3,61	7,96	7,53	6,79	9,08	6,30	9,50	
		10			10,5	25			4,29	4,61	4,45	4,88	3,39	3,71	2,06	3,46	3,23	4,91	
		110	Т-2	ТРДН-25000/110 У1	115	25	1987	95	12,21	11,64	13,97	16,33	10,30	15,20	15,77	15,03	12,70	14,19	
		10			10,5	25			6,64	6,02	7,31	6,14	5,45	7,04	8,71	7,07	7,42	8,51	
		10			10,5	25			5,57	5,62	6,66	10,19	4,86	8,15	7,06	7,96	5,28	5,68	
2	ПС 110 кВ Ейск	110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/6	115	16	1963	91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					38,5	16			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					6,6	16			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		110	Т-2	ТРДН-25000/110- У1	115	25	2007	78	13,00	14,10	13,10	6,20	7,43	13,33	11,61	16,10	15,46	16,10	
					6,6	12,5- 12,5			13,00	14,10	13,10	6,20	7,43	13,33	11,61	16,10	15,46	16,10	
					110	Т-3			ТДТН- 16000/110/35/6	115	16	1972	83	11,06	12,90	10,30	1,93	2,54	
		38,5	16	0			0	0		0	0			0	0	0	0	0	
		6,6	16	11,06			12,90	10,30		1,93	2,54			8,62	7,92	13,20	10,90	11,60	
		3	ПС 110 кВ Отрадная	110	Т-1	ТДТН-16000/110	115,0	16	1979	100	14,06	13,94	13,20	13,85	14,69	12,71	12,51	10,42	
35	38,5			6,98			7,10				6,37	7,00	6,96	4,62	4,86	5,18	5,21	6,21	
10	11,0			7,08			6,84				6,83	6,85	7,74	8,09	7,65	5,24	7,62	8,00	
110	Т-2			ТДТН-16000/110	115,0	16	1986	100	6,05	6,04	5,40	6,67	5,98	4,50	4,72	4,74	6,10	6,25	2,08
35					38,5				4,08	3,95	3,92	4,70	3,91	2,76	2,95	3,09	4,02	4,13	
10					11,0				1,97	2,09	1,48	1,97	2,06	1,74	1,77	1,65	2,08	2,13	
4	ПС 110 кВ Очистные сооружения	110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1976	97	15,57	16,10	13,33	14,30	14,14	14,82	15,55	15,16	14,93	15,14	0
		35			38,5				3,37	3,30	3,13	3,20	3,18	2,94	2,91	3,12	0,13	0	
		10			11				12,20	12,80	10,20	11,10	10,95	11,89	12,64	12,04	14,80	15,14	
		110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1976	94	14,19	15,37	12,21	14,95	9,20	14,06	14,55	14,57	15,30	15,13	
		35			38,5				6,69	6,37	5,53	6,35	3,52	4,84	4,77	5,89	7,50	6,66	
		10			11				7,50	9,00	6,69	8,60	5,68	9,22	9,78	8,68	7,80	8,47	
5	ПС 110 кВ Псебай	110	Т-1	ТДН-10000/110	115,0	10,0	1987	100	6,87	5,78	5,83	3,95	6,15	2,10	2,07	5,70	2,50	6,12	0
		10			11,0				6,87	5,78	5,83	3,95	6,15	2,10	2,07	5,70	2,50	6,12	
		110	Т-3	ТДН-10000/110	115,0	10,0	1987	50	1,84	1,81	1,83	1,67	1,83	4,43	5,23	1,52	4,61	1,40	
		10			11,0				1,84	1,81	1,83	1,67	1,83	4,43	5,23	1,52	4,61	1,40	
6	ПС 110 кВ Гулькевичи	110	Т-1	ТДТН-25000/110	115,0	25	1973	100	13,00	12,72	12,73	14,53	15,28	18,72	18,73	16,32	21,55	24,64	0
		35			38,5				8,30	8,50	8,02	8,97	9,60	10,59	11,32	10,42	13,97	15,44	
		6			6,6				4,70	4,22	4,71	5,56	5,68	8,13	7,41	5,90	7,58	9,20	
		110	Т-2	ТДТН-25000/110	115,0	25	1973	75	10,59	11,16	10,99	9,94	8,83	13,84	13,29	9,82	16,12	15,68	0
		35			38,5				5,75	5,39	5,92	4,82	5,14	6,99	6,70	5,84	7,99	8,10	
		6			6,6				4,84	5,77	5,07	5,12	3,69	6,85	6,59	3,98	8,13	7,58	
7	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	110	Т-1	ТДТН-25000/110	115,0	25	1969	100	25,37	23,19	16,89	19,93	18,47	19,51	24,38	20,49	22,51	26,27	0
		35			38,5				16,09	16,44	11,19	12,79	12,22	15,99	17,62	16,27	16,79	18,89	
		6			6,6				9,28	6,75	5,70	7,14	6,25	3,52	6,76	4,22	5,72	7,38	
		110	Т-2	ТДТН-25000/110	115,0	25	1975	100	11,11	11,56	14,44	11,58	15,29	18,06	15,64	9,20	18,99	17,51	0
		35			38,5				7,81	7,76	10,13	5,56	9,11	13,76	10,20	7,35	12,00	11,78	
		6			6,6				3,30	3,80	4,31	6,02	6,18	4,30	5,44	1,85	6,99	5,73	
8	ПС 110 кВ Выселки	110	Т-1	ТДТН- 25000/110/35/6	115,0	25	1974	91	12,40	13,30	12,80	17,30	15,87	15,34	18,03	21,50	20,00	22,80	6,8 (при непревышении допустимой загрузки трансформаторов на ПС 110 Кореновская)
		35			38,5				5,80	6,80	6,50	6,30	6,74	8,27	7,09	7,50	9,60	8,42	
		6			6,6				6,60	6,50	6,30	11,00	9,16	7,07	8,86	14,00	10,40	14,40	
		110	Т-2	ТДТН- 25000/110/35/6	115,0	25	1991	84	15,30	15,60	17,60	13,70	14,54	14,14	17,43	20,00	20,80	14,52	
		35			38,5				6,90	8,70	8,40	7,30	8,11	5,47	8,70	9,20	8,30	9,26	
		6			6,6				8,40	6,90	9,20	6,40	5,70	8,67	5,26	10,80	12,50	5,17	
9	ПС 110 кВ Ейск-2	110	Т-1	ТРДН- 25000/110/6-6	115	25	2013	82	7,84	7,90	6,40	8,22	8,43	14,05	10,45	16,80	13,00	13,18	0
					6,6	25			7,84	7,90	6,40	8,22	8,43	14,05	10,45	16,80	13,00	13,18	
		110	Т-2	ТДН-16000/110/6	115	16	1993	94	5,26	4,70	5,90	5,45	5,85	9,83	6,33	0	7,80	6,91	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾	
					6,6	16			2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾	
10	ПС 110 кВ Моревская	110	Т-1	ТДТН- 10000/110/35/10	115	16	1977	69	5,26	4,70	5,90	4,45	5,85	9,83	6,33	0	7,80	6,91	0
					38,5	16			4,13	3,72	4,57	4,32	4,71	7,25	4,34	6,53	7,55	7,11	
					11	16			3,94	3,50	4,36	4,10	4,43	7,05	4,05	6,20	7,20	7,11	
					115	16			0,19	0,22	0,21	0,22	0,28	0,19	0,29	0,33	0,33	0	
		110	Т-2	ТДТН- 10000/110/35/10	38,5	16	1974	87	4,25	5,80	4,60	5,50	6,18	6,69	7,09	5,70	7,08	8,05	
					11	16			4,25	5,80	4,60	5,50	6,18	6,69	7,09	5,70	7,08	8,05	
					0	0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	ПС 110 кВ Старощербиновская	110	Т-1	ТДТН- 10000/110/35/10	115	10	1994	73	3,76	3,70	3,20	4,05	4,20	6,33	3,85	4,30	6,02	6,13	0
					38,5	10			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					11	10			3,76	3,70	3,20	4,05	4,20	6,33	3,85	4,30	6,02	6,13	
		110	Т-2	ТДТН- 10000/110/35/10	115	10	1996	84	4,00	4,45	3,90	4,50	4,99	7,13	6,22	5,00	6,80	7,92	
					38,5	10			4,00	4,45	3,90	4,50	4,99	7,13	6,22	5,00	6,80	7,92	
					11	10			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
					115,0	25,0			13,64	12,16	10,97	12,37	11,45	10,46	11,23	11,22	6,83	5,48	
12	ПС 110 кВ Лабинск-1	35	Т-1	ТДТН-25000/110	38,5	25,0	2009	75	8,54	7,10	6,40	8,45	6,01	6,49	6,01	5,94	0	0	0
		10			11,0	25,0			5,10	5,06	4,57	3,92	5,44	3,97	5,22	5,28	6,83	5,48	
		110			115,0	25,0			13,45	16,16	13,96	14,16	15,85	14,80	14,71	16,77	18,43	17,73	
		35	Т-2	ТДТН-25000/110	38,5	25,0	1985	75	2,41	3,01	1,60	2,19	2,69	1,89	2,35	5,44	4,64	5,01	
		10			11,0	25,0			11,04	13,15	12,36	11,97	13,16	12,92	12,36	11,33	13,79	12,72	
		110			115,0	25,0			13,16	12,99	12,38	13,32	13,28	15,07	14,64	14,14	16,40	14,06	
		35	Т-1	ТДТН-16000/110	38,5	16,0	1972	75	9,99	9,94	9,57	10,15	10,39	11,68	11,21	10,34	12,49	8,72	0
13	ПС 110 кВ Родниковская	10			10,5	16,0			3,17	3,05	2,81	3,17	2,88	3,39	3,44	3,80	3,91	5,33	
		110			110,0	10,0			2,96	3,07	2,03	2,23	2,00	3,62	3,72	3,24	4,99	4,35	
		35			38,5	10,0			2,96	3,07	2,03	2,23	2,00	3,62	3,72	3,24	4,99	4,35	
		10			11,0	10,0			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		110	Т-2	ТДТНГ- 10000/110	115	16	1982	93	7,49	8,76	7,88	8,89	9,36	11,10	9,11	0	9,25	13,57	0
		6			6,6	16			7,49	8,76	7,88	8,89	9,36	11,10	9,11	0	9,25	13,57	
		110			115	10	1970	93	8,71	8,96	8,13	9,47	10,77	7,75	9,81	9,64	11,60	11,05	
14	ПС 110 кВ ДСК	6	Т-2	ТДН-10000/110/6	6,6	10			8,71	8,96	8,13	9,47	10,77	7,75	9,81	9,64	11,60	11,05	
		110			115	16	1979	91	7,39	12,78	10,76	12,59	14,16	10,43	10,85	0	10,43	14,70	0
		35			38,5	16			5,98	11,77	8,66	9,57	11,52	9,54	10,85	0	8,14	11,20	
		10	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	11	16	1988	91	1,40	1,01	2,10	3,02	2,64	0,90	0	0	2,29	3,50	
		110			115	16			1,45	1,64	2,83	3,47	1,49	0,18	3,05	15,42	3,88	2,65	
		35			38,5	16			0	0	0	0	0	0	0	9,24	0	0	
		10			11	16			1,45	1,64	2,83	3,47	1,49	0,18	3,05	6,18	3,88	2,65	
15	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1985	95	2,79	3,06	2,75	2,62	2,16	3,20	3,01	3,44	3,45	3,21	0
		35			37,5	16			0,47	0,33	0,33	0,39	0,44	2,48	2,24	0,33	2,56	2,19	
		10			10,5	16			5,11	5,19	4,44	5,41	5,58	6,24	5,69	5,21	9,87	6,41	
		110	Т-1	ТДТНГ- 15000/110/35/10	115	15	1969	95	0	0	0	0	0	0	0	0	2,54	0	0
		35			37,5	15			5,11	5,19	4,44	5,41	5,58	6,24	5,69	5,21	7,33	6,41	
16	ПС 110 кВ Юго-Восточная	10	Т-1	ТДН- 16000/110/10	10,5	16	1978	95	11,76	13,38	11,57	12,46	12,61	13,22	11,50	13,66	14,17	12,20	0
		35			37,5	15			5,71	6,43	6,04	5,85	5,48	5,56	3,45	5,90	5,44	4,25	
		10	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	10,5	15	1973	91	6,05	6,95	5,57	6,61	7,13	7,66	8,04	7,76	8,73	7,95	0
		110			115,0	25			19,21	18,21	16,53	19,66	23,56	28,08	23,72	15,96	25,22	28,18	
		35			38,5	25			13,95	14,62	13,37	12,31	15,16	18,36	18,51	13,22	16,39	25,37	
17	ПС 110 кВ Речная	10	Т-2	ТДТН-25000/110	11,0	25	1988	100	5,26	3,59	3,16	7,35	8,40	9,71	5,20	2,74	8,83	2,81	0
		110			115,0	25			4,80	5,14	7,23	2,04	2,48	1,69	6,72	5,28	2,69	5,10	
		35			38,5	25			13,95	14,62	13,37	12,31	15,16	18,36	18,51	13,22	16,39	25,37	
		10	Т-3	ТДТН-25000/110	11,0	25	1991	100	5,26	3,59	3,16	7,35	8,40	9,71	5,20	2,74	8,83	2,81	0
		110			115,0	25			4,80	5,14	7,23	2,04	2,48	1,69	6,72	5,28	2,69	5,10	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾	
		0			0				0	0	0	0	0	0	0	0			
20	ПС 110 кВ Старокорсунская	35	Т-1	ТДН-16000/110-80У1	38,5	16	1986	81	4,80	5,14	7,23	2,04	2,48	1,69	6,72	5,28	2,69	5,10	0
		10			11,0				11,86	14,40	15,95	16,70	19,37	13,73	10,20	13,93	12,93	16,97	
		110			115				3,90	4,60	7,13	5,78	5,12	6,85	4,32	5,56	4,20	7,97	
		35	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	38,5	10	1991	95	7,96	9,80	8,82	10,92	14,26	6,88	5,88	8,37	8,73	9,00	
		10			11				3,11	4,67	3,12	3,70	3,77	3,03	2,93	4,61	3,36	3,45	
		110			11				3,11	4,67	3,12	3,70	3,77	3,03	2,93	4,61	3,36	3,45	
Сочинский энергорайон																			
21	ПС 110 кВ Адлер	110	Т-1	ТДТН-25/110/10/6	115/11/6,6	25	1975	89	11,90	9,40	8,30	6,60	6,75	11,25	14,32	11,40	11,20	16,80	0
		110	Т-2	ТДТН-25/110/10/6	115/11/6,6	25	1980	91	12,00	7,60	6,40	7,10	7,68	12,89	12,74	9,70	14,20	10,80	
22	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	110	Т-1	ТАМГ-3,2/110/6	115/6,6	3,2	1968	93	2,60	2,10	1,00	1,70	3,65	2,15	1,35	1,70	0,70	1,46	0
		110	Т-2	ТМН-6,3/110/6	115/6,6	6,3	1998	97	1,00	2,00	1,60	3,80	1,91	1,33	3,29	1,20	2,90	1,94	
23	ПС 110 кВ Головинка	110	Т-1	ТМН-6,3/110/10	115/11	6,3	1977	91	1,50	1,60	2,30	2,20	2,78	4,80	10,84	3,60	2,76	3,67	0
		110	Т-2	ТМН-6,3/110/10	115/11	6,3	1982	93	1,50	1,70	1,70	1,70	1,94	2,00	18,91	1,00	2,30	2,65	
24	ПС 110 кВ Джубга	110	Т-1	ТДН-10/110/10	115/11	10	1973	86	5,70	4,90	2,40	3,60	4,70	8,90	5,78	7,70	5,20	5,10	0
		110	Т-2	ТМН-10/110/10	115/11	10	1981	89	2,00	2,40	2,20	2,70	3,29	5,93	8,98	1,90	5,20	6,90	
25	ПС 110 кВ Кудепста	110	Т-1	ТДН-16/110/10	115/11	16	2002	93	5,70	6,40	5,80	7,00	8,28	7,51	11,54	10,20	9,76	11,72	0
		110	Т-2	ТДН-16/110/10	115/11	16	2002	89	5,60	5,50	7,30	5,10	8,59	6,64	7,29	6,50	8,49	9,29	
26	ПС 110 кВ Туапсе	110	Т-1	ТДН-16/110/10	115/6,6	16	1975	89	8,10	10,40	9,00	9,80	10,93	9,00	8,33	6,20	10,90	9,18	0
		110	Т-2	ТДН-16/110/10	115/6,6	16	1975	94	9,50	15,70	13,00	13,30	15,06	13,82	13,15	12,20	15,20	12,96	
Юго-Западный энергорайон																			
27	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	110	Т-1	ТДТН-16000/110-76У1	115	16	1998	89	0	0	0	12,64	14,69	13,16	16,04	13,00	16,67	11,49	Отсутствует возможность в связи с реконструкцией на ПС 110 кВ Волна
		35			36,5	16			0	0	0	10,06	11,69	11,64	14,37	10,69	14,48	7,85	
		10			10,5	16			0	0	0	2,58	3,00	1,52	1,67	2,31	2,19	3,64	
		110	Т-2	ТДТН-16000/110-76У1	115	16	1998	93	6,80	8,28	7,33	5,33	6,20	14,07	14,44	10,20	15,76	13,07	
		35			36,5	16			4,83	5,39	4,89	5,33	6,20	14,07	14,44	10,20	15,76	13,07	
		10			10,5	16			1,97	2,89	2,44	0	0	0	0	0	0	0	
		110	Т-3	ТДТН-25000/110-76У1	115	25	2011	88	18,45	19,78	15,56	9,39	10,92	16,29	18,17	10,47	16,88	19,62	
		35			36,5	25			18,45	19,78	15,56	9,39	10,92	16,29	18,17	10,47	16,88	19,62	
28	ПС 110 кВ Центральная	110	Т-1	ТДТН-16000/110-66-У1	115	16	2006	93	7,44	10,53	9,84	11,34	11,94	12,42	18,09	11,55	15,00	17,42	3,5 (при неперевышении ДДТН трансформаторов на ПС 110 кВ ПТФ, ПС 110 кВ Славянская, на ВЛ 110 кВ Славянская- ПТФ с отпайками, ДДТН ТТ на РП-10 кВ Славянская)
		35			36,5	16			0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		10			10,5	16			7,44	10,53	9,84	11,34	11,94	12,42	18,09	11,55	15,00	17,42	
		110	Т-2	ТДТН-10000/110-У1	115	10	1991	93	3,86	4,78	5,07	5,26	5,53	7,45	7,76	9,06	3,57	4,10	
		35			36,5	10			1,57	2,46	2,90	3,04	3,20	4,41	4,41	6,38	0	0	
		10			10,5	10			2,29	2,32	2,17	2,22	2,33	3,04	3,35	2,68	3,57	4,10	
29	ПС 110 кВ Холмская	110	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	115	20	1964	90	15,63	8,30	21,64	16,02	9,86	13,93	15,20	6,95	8,89	8,83	4,3 на ПС 110 кВ Абинская (кроме периода низких температур)
		35			38,5				14,23	6,62	20,12	14,28	7,73	13,14	13,11	5,33	6,70	6,82	
		6			6,6				1,40	1,67	1,52	1,74	2,13	1,77	1,87	1,62	2,19	2,01	
		110	Т-2	ТДТГ-15000/110/35/6	115	15	1953	93	6,46	7,13	6,26	7,05	8,04	6,31	7,11	6,03	7,13	6,61	
		35			38,5				4,70	5,19	4,58	5,33	6,08	4,67	5,28	4,46	5,39	4,81	
		6			6,6				1,76	1,94	1,68	1,72	1,96	1,60	1,80	1,57	1,74	1,80	
30	ПС 110 кВ Абинская	110	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	115	16	1985	93	16,41	5,87	5,54	5,45	10,26	14,19	17,39	5,44	8,89	7,58	0
		35			38,5				12,40	1,72	2,43	2,49	7,42	10,71	13,71	2,96	4,86	3,44	
		6			6,6				4,01	4,15	3,11	2,96	2,84	3,47	3,68	2,48	4,03	4,14	
		110	Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	115	16	1980	93	2,30	14,93	13,76	17,27	19,83	17,55	4,25	14,42	17,52	9,69	
		35			38,5				0	12,40	10,38	12,25	14,74	12,94	0	10,72	12,11	4,21	
		6			6,6				2,30	2,53	3,38	5,02	5,09	4,62	4,25	3,70	5,41	5,48	
31	ПС 110 кВ РИП	110	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	115	25	2008	93	10,15	9,84	16,50	10,43	9,96	13,15	13,55	14,46	23,52	21,80	0
		10			11				5,07	4,47	8,77	5,40	4,92	3,87	5,77	7,95	14,04	10,72	
		6			6,6				5,08	5,37	7,73	5,03	5,04	9,28	7,78	6,51	9,48	11,07	
		110	Т-2		115	40	2015	93	17,69	15,33	16,85	19,21	18,24	21,39	22,96	14,44	24,17	27,13	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
		2017			2018				2019	2020	2021 ¹⁾	2017 ¹⁾	2018 ¹⁾	2019	2020 ¹⁾	2021 ¹⁾			
		7,19			8,91				9,72	12,46	11,10	9,67	9,36	7,92	12,16	14,27			
		10,50			6,42				7,13	6,75	7,13	11,72	13,60	6,52	12,01	12,86			
Энергорайон г.Краснодар																			
32	ПС 110 кВ ВНИИРИС	110	Т-1	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1978	83	11,98	9,60	10,11	11,12	12,26	10,98	10,49	10,90	15,07	11,55	0
		35			38,5				6,46	7,59	8,90	8,79	9,28	8,40	4,95	7,89	11,35	8,49	
		10			11				5,52	2,01	1,21	2,33	2,98	2,58	5,55	3,01	3,72	3,05	
		110	Т-2	ТДТН- 16000/110/35/10	115	16	1981	92	12,11	11,96	11,35	2,73	2,51	13,98	12,85	9,45	11,75	2,39	
		35			38,5				12,11	8,63	8,29	0	0	10,97	12,84	7,37	9,69	0,04	
		10			11				0	3,33	3,06	2,73	2,51	3,01	0	2,08	2,06	2,35	
33	ПС 110 кВ Парфюмерная	110	Т-1	ТДН- 16000/110/6	115	16	1997	86	9,72	9,72	7,94	11,62	11,96	10,34	11,76	11,12	12,39	10,72	0
		6			6,6				9,72	9,72	7,94	11,62	11,96	10,34	11,76	11,12	12,39	10,72	
		110	Т-2	ТДН- 16000/110/6	115	16	1975	81	8,46	8,46	6,28	6,78	7,18	8,18	6,41	7,27	9,16	11,84	
		6			6,6				8,46	8,46	6,28	6,78	7,18	8,18	6,41	7,27	9,16	11,84	
34	ПС 110 кВ Пашковская	110	Т-1	ТРДН- 25000/110/10	115	25	2006	98	15,66	17,17	15,92	17,37	19,19	20,88	20,79	17,82	20,95	23,52	0
		10			11				5,66	7,91	7,16	9,22	9,94	7,89	7,35	8,30	8,60	9,83	
		10			11				10,00	9,26	8,76	8,15	9,26	12,99	13,44	9,52	12,35	13,69	
		110	Т-2	ТРДН- 25000/110/10	115	25	2006	98	14,40	17,80	16,00	17,04	18,38	20,24	19,80	21,27	23,67	25,03	
		10			11				8,52	7,36	7,54	6,44	8,29	10,22	9,74	9,94	12,94	12,52	
		10			11				5,88	10,44	8,46	10,60	10,08	10,02	10,06	11,33	10,73	12,51	
38	ПС 110 кВ Дальняя	110	Т-2	ТДН-10000/110/6	115	10	1978	90	6,63	6,78	7,59	6,85	4,72	4,80	5,19	6,93	5,94	7,45	0
		6			6,6				6,63	6,78	7,59	6,85	4,72	4,80	5,19	6,93	5,94	7,45	
		35	Т-1	ТДНС- 10000/35/6	38,5	10	1968	93	4,96	3,47	3,52	4,60	8,10	8,54	9,60	4,60	9,64	10,33	
		6			6,6				4,96	3,47	3,52	4,60	8,10	8,54	9,60	4,60	9,64	10,33	

Примечание – ¹⁾ Приведены фактические загрузки нагрузочных трансформаторов в день дополнительного контрольного замера.

Таблица 25 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при T _{HВ} , °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
ЭС Республики Адыгея и Краснодарского края												
1	ПС 110 кВ АПК	T-1	ТРДН-25000/110 У1	1987	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110 У1	1987	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Ейск	T-1	ТДТН-16000/110/35/6	1963	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТРДН-25000/110-У1	2007	78	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-3	ТДТН-16000/110/35/6	1972	83	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Ейск-2	T-1	ТРДН-25000/110/6-6	2013	82	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/6	1993	94	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Отрадная	T-1	ТДТН-16000/110	1979	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110	1986	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Очистные сооружения	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1976	97	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1976	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Псебай	T-1	ТДН-10000/110	1987	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-3	ТДН-10000/110	1987	50	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Гулькевичи	T-1	ТДТН-25000/110	1973	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	1973	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	T-1	ТДТН-25000/110	1969	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	1975	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Выселки	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1974	91	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1991	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Моревская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1977	69	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1974	87	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Старощербиновская	T-1	ТДТН-10000/110/35/10	1994	73	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1996	84	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
12	ПС 110 кВ Лабинск-1	T-1	ТДТН-25000/110	2009	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-25000/110	1985	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Родниковская	T-1	ТДТН-16000/110	1972	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-10000/110	1974	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ ДСК	T-1	ТДН-16000/110/6	1982	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/6	1970	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	T-1	ТДТН-16000/110/35/10	1979	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1988	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
16	ПС 110 кВ Юго-Восточная	T-1	ТДН-10000/110/6	1964	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/6	1975	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	T-1	ТДН-16000/110/10	1978	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/10	1985	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
18	ПС 110 кВ Тимашевская	T-1	ТДТНГ-15000/110/35/10	1969	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-16000/110/35/10	1973	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Речная	T-2	ТДТН-25000/110	1988	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-25000/110	1991	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
20	ПС 110 кВ Старокорсунская	T-1	ТДН-16000/110-80У1	1986	81	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-10000/110/35/10	1991	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
Сочинский энергорайон												
21	ПС 110 кВ Адлер	T-1	ТДТН-25/110/10/6	1975	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25/110/10/6	1980	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
22	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	T-1	ТАМГ-3,2/110/6	1968	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6,3/110/6	1998	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
23	ПС 110 кВ Головинка	T-1	ТМН-6,3/110/10	1977	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-6,3/110/10	1982	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
24	ПС 110 кВ Джубга	T-1	ТДН-10/110/10	1973	86	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТМН-10/110/10	1981	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
25	ПС 110 кВ Кудепста	T-1	ТДН-16/110/10	2002	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16/110/10	2002	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
26	ПС 110 кВ Туапсе	T-1	ТДН-16/110/10	1975	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16/110/10	1975	94	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
Юго-Западный энергорайон												

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
27	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Т-1	ТДТН-16000/110-76У1	1998	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-16000/110-76У1	1998	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-3	ТДТН-25000/110-76У1	2011	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
28	ПС 110 кВ Центральная	Т-1	ТДТН-16000/110-66-У1	2006	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-10000/110-У1	1991	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
29	ПС 110 кВ Холмская	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1964	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТГ-15000/110/35/6	1953	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Абинская	Т-1	ТДТН-16000/110/35/6	1985	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/6	1980	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1	0,91	0,82
31	ПС 110 кВ РИП	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	2008	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-40000/110-У1	2015	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
Энергорайон г. Краснодар												
32	ПС 110 кВ ВНИИРИС	Т-1	ТДТН-16000/110/35/10	1978	83	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-16000/110/35/10	1981	92	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
33	ПС 110 кВ Парфюмерная	Т-1	ТДН-16000/110/6	1997	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДН-16000/110/6	1975	81	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
34	ПС 110 кВ Пашковская	Т-1	ТРДН-25000/110/10	2006	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТРДН-25000/110/10	2006	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
35	ПС 110 кВ Дальняя	Т-1	ТДНС-10000/35/6	1968	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-10000/110/6	1978	90	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 26 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ АПК	2021	28,6	ПС 110 кВ АПК	ООО «АРТ-ТЕХ» ³⁾	21200-22-00716080-5	07.04.2022	2024	4,9	0	10	0	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
2	ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	2020	18,62	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,23	–	–	0,023	18,645	18,645	18,645	18,645	18,645	18,645
3	ПС 110 кВ Тимашевская	2020	24,04	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,26	–	–	0,026	24,069	24,068	24,068	24,068	24,068	24,068
4	ПС 110 кВ Очистные сооружения	2018	31,47	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,31	–	–	0,031	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5	31,5
5	ПС 110 кВ Гулькевичи	2021	40,32	ПС 110 кВ Гулькевичи	ООО Мясоперерабатывающее предприятие «Мясторг»	21200-21-00648298-6	19.07.2021	2023	0,99	0,02	35	0,493	40,92	40,92	40,92	40,92	40,92	40,92
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,5	–	–	0,05						
6	ПС 110 кВ Речная	2021	33,28	ПС 110 кВ Речная	АО «НЭСК-электросети» ²⁾	21200-19-00513434-1	01.08.2019	2023	1	0	10	0	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3	33,3
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,17	–	–	0,017						
7	ПС 110 кВ Отрадная	2021	20,67	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					1,49	–	–	0,149	20,836	20,836	20,836	20,836	20,836	20,836
8	ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ	2021	43,78	–	–	–	–	–	–	–	–	–	43,78	43,78	43,78	43,78	43,78	43,78
9	ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети)	2021	5,56	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,81	–	–	0,081	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65	5,65
10	ПС 110 кВ Головинка	2017	6,8	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,37	–	–	0,037	6,841	6,841	6,841	6,841	6,841	6,841
11	ПС 110 кВ Джубга	2017	14,83	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					1,88	–	–	0,188	15,039	15,039	15,039	15,039	15,039	15,039
12	ПС 110 кВ Кудепста	2021	21,01	ПС 110 кВ Кудепста	Общество с ограниченной ответственностью специализированный застройщик «РАФСТРОЙ»	21200-20-00564064-1	14.05.2020	2022	2,59	–	10	1,035	25,36	25,36	25,36	25,36	25,36	25,36
				ПС 110 кВ Кудепста	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик ГРОМИТУС»	21200-20-00564036-1	14.05.2020	2022	3,19	–	10	1,274						
				ПС 110 кВ Кудепста	Общество с ограниченной ответственностью «Специализированный застройщик Родина»	20202-21-00685238-1	25.11.2021	2023	2,85	–	10	1,14						
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					4,69	–	–	0,469						
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					4,37	–	–	0,437						
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,43	–	–	0,043	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45
13	ПС 110 кВ Выселки	2019	41,5	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,43	–	–	0,043	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45	41,45
14	ПС 110 кВ Ейск-2	2017	23,88	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,63	–	–	0,063	23,88	23,95	23,95	23,95	23,95	23,95
15	ПС 110 кВ Моревская	2021	15,16	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,01	–	–	0,001	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16	15,16
16	ПС 110 кВ Старощербиновская	2021	14,05	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,27	–	–	0,027	14,08	14,08	14,08	14,08	14,08	14,08
17	ПС 110 кВ Ейск	2019	29,3	–	–	–	–	–	–	–	–	–	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3	29,3
18	ПС 110 кВ Вышестеблиевская	2020	49,31	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,89	–	–	0,089	49,409	49,409	49,409	49,409	49,409	49,409

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
19	ПС 110 кВ Центральная	2018	25,85	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,66	–	–	0,066	25,92	25,92	25,92	25,92	25,92	25,92
20	ПС 110 кВ Родниковская	2020	21,39	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,04	–	–	0,004	21,395	21,395	21,395	21,395	21,395	21,395
21	ПС 110 кВ Лабинск-1	2018	28,32	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,58	–	–	0,058	28,38	28,38	28,38	28,38	28,38	28,38
22	ПС 110 кВ Псебай	2017	8,71	ПС 110 кВ Псебай	Общество с ограниченной ответственностью «КНАУФ ГИПС КУБАНЬ» ³⁾	21200-18- 00469626-5	10.12.2018	2022	4	1,4	10	0	8,786	8,786	8,787	8,787	8,787	8,787
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,69	–	–	0,069						
23	ПС 110 кВ ДСК	2021	24,62	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,91	–	–	0,091	24,721	24,721	24,721	24,721	24,721	24,721
24	ПС 110 кВ Холмская	2019	27,9	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,97	–	–	0,097	28,007	28,007	28,007	28,007	28,007	28,007
25	ПС 110 кВ Абинская	2017	31,74	–	–	–	–	–	–	–	–	–	31,74	31,74	31,74	31,74	31,74	31,74
26	ПС 110 кВ Адлер	2021	27,6	ПС 110 кВ Адлер	ООО «Жилой Комплекс «Курортный»	20202-19- 00522784-1	09.12.2019	2022	3,69	0,15	10	1,478	30,883	30,883	30,883	30,883	30,883	30,883
				ПС 110 кВ Адлер	ООО «Специализированный застройщик Зеленая горка»	20202-21- 00629004-1	16.06.2021	2023	2,37	0,63	10	0,947						
				ПС 110 кВ Адлер	АО «Волна Резорт энд СПА»	20202-21- 00638852-1	13.08.2021	2023	0,73	0	10	0,29						
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					2,4	–	–	0,24						
27	ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети)	2021	17,35	ПС 110 кВ Водозабор	ООО «Кубанская электросетевая компания» ²⁾	21200-18- 00430066-1	06.03.2018	2023	2	0	10	0	21,209	21,209	21,209	21,209	21,209	21,209
				ПС 110 кВ Водозабор	ООО «Кубанская электросетевая компания» ²⁾	21100-19- 00492926-1	04.03.2019	2023	4,99	0	10	0						
				ПС 110 кВ Водозабор	ООО Специализированный застройщик «Группа компаний «ДОГМА»	21100-19- 00488410-1	04.02.2019	2023	4,74	0	10	1,896						
				ПС 110 кВ Водозабор	Индивидуальный предприниматель Морозов Денис Сергеевич	21100-19- 00488406-1	04.02.2019	2023	1,37	0	10	0,548						
				ПС 110 кВ Водозабор	ООО Дарстрой Краснодар	21100-19- 00547114-1	20.01.2020	2022	2,4	0	10	0,96						
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,69	–	–	0,069						
28	ПС 110 кВ ВНИИРИС	2020	26,82	ПС 110 кВ ВНИИрис	ООО «Трансстроймеханиза- ция»	20903-21- 00693016-1	10.02.2022	2024	1,5	0	10	0,6	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49	27,49
29	ПС 110 кВ Дальняя	2021	17,78	–	–	–	–	–	–	–	–	–	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78	17,78
30	ПС 110 кВ Парфюмерная	2021	22,56	ПС 110 кВ Парфюмерная	ООО «МастерПласт»	21100-21- 00636260-1	27.05.2021	2023	0,9	0	6	0,36	22,96	22,96	22,96	22,96	22,96	22,96
31	ПС 110 кВ РИП	2021	48,93	ПС 110 кВ РИП	АРТЭНЦ, ООО	21200-14- 00202698-4	01.10.2014	2023	2,3	0	10	0,92	50,658	50,658	50,658	50,658	50,658	50,658
				ПС 110 кВ РИП	ООО «Специализированный застройщик Альянсмостстрой»	21200-15- 00283038-1	14.01.2016	2023	1,35	0	10	0,54						
				ПС 110 кВ РИП	ООО «Краснодарэнерго» ²⁾	21200-21- 00685806-1	29.11.2021	2022	1,2	2	6	0						
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,95	–	–	0,095						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
32	ПС 110 кВ Юго-Восточная	2021	20,62	—	—	—	—	—	—	—	—	—	20,62	20,62	20,62	20,62	20,62	20,62
33	ПС 110 кВ Старокорсунская	2021	23,14	ПС 110 кВ Старокорсунская	ООО «Зеленый берег»	21200-20-00590062-1	28.10.2020	2023	0,73	0,4	0,4	0,292	24,097	24,097	24,097	24,097	24,097	24,097
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					5,69	—	—	0,569						
34	ПС 110 кВ Пашковская	2021	48,55	Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					1,5	—	—	0,15	48,717	48,717	48,717	48,717	48,717	48,717
35	ПС 110 кВ Туапсе	2020	26,1	ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	20205-11-00059148-1	29.02.2012	2023	1,05	0	6	0	26,694	26,694	26,694	26,694	26,694	26,694
				ПС 110 кВ Туапсе	ООО «Империял Коммерц»	21200-17-00416702-1	15.11.2017	2022	1,2	0,3	6	0,479						
				ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	20205-19-00517848-1	15.10.2019	2023	0,78	2,38	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	20205-19-00522048-1	30.12.2019	2023	1,89	2,04	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	20205-19-00517824-1	15.10.2019	2023	0,68	2,38	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	20205-19-00517832-1	15.10.2019	2023	0,76	2,38	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	20205-19-00517800-1	15.10.2019	2023	1,13	2,13	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	20205-19-00518288-1	15.10.2019	2023	1,55	1,62	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	20205-19-00517814-1	15.10.2019	2023	1,72	2,21	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	20205-19-00517844-1	15.10.2019	2023	1,72	2,29	6	0						
				ПС 110 кВ Туапсе	АО «НЭСК-электросети»	21200-17-00377804-1	23.05.2017	2023	1,2	1,62	6	0						
				Договоры на ТП ниже 670 кВт, суммарно ¹⁾					0,56	—	—	0,056						

Примечания

- 1 ¹⁾ Перечень договоров на ТП ниже 670 кВт приведен в приложении В.
- 2 ²⁾ Заявитель является сетевой компанией. Прирост нагрузки не учитывается.
- 3 ³⁾ Для данного заявителя осуществляется ТП вновь сооружаемых объектов по производству электрической энергии (генерирующих устройств), прирост нагрузки отсутствует.

ВЛ 110 кВ Староминская– Ейск.

В СиПР Краснодарского края [3] рекомендуется реконструкция ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск-1 1,2 цепь с увеличением пропускной способности.

ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск 1,2 цепь не удовлетворяют действующим требованиям по гололедной и ветровой нагрузкам в районе прохождения. Имеются предписания Ростехнадзора от 15.05.2012 №17–15/П, 06.05.2014 №33–РП/Р–2014 и предписание Пожнадзора от 20.01.2014 №587.

В летнем режиме максимальных нагрузок при $T_{НВ} +35^{\circ}\text{C}$ при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск 1 цепь на период до 2025 года выявлена перегрузка ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск 2 цепь. На этапе 2021 года загрузка составляет 448 А (131 % от $I_{длгн} = 343$ А, 109 % от $I_{адгн} = 412$ А).

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск 2 цепь на период до 2025 года выявлена перегрузка ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск 1 цепь. На этапе 2021 года загрузка составляет 471 А (137 % от $I_{длгн} = 343$ А, 114 % от $I_{адгн} = 412$ А).

В летнем режиме максимальных нагрузок при $T_{НВ} +24^{\circ}\text{C}$ при ремонте ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск 1 цепь на период до 2025 года выявлена перегрузка ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск 2 цепь. На этапе 2021 года загрузка составляет 445 А (113 % от $I_{длгн} = 394$ А, 94 % от $I_{адгн} = 473$ А).

Таким образом, для замены оборудования в неудовлетворительном техническом состоянии, рекомендуется выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск 1,2 цепь. Пропускную способность ЛЭП необходимо определить в рамках разработки проектной документации.

По данному мероприятию имеется инвестиционная программа ПАО «Россети Кубань»: Реконструкция 2-х цепей ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск (ориентировочная протяженность 65 км) (проектно-изыскательские работы).

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия– 2023 год

ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская 2 цепь.

В СиПР Краснодарского края [3] рекомендуется строительство второй цепи ВЛ 110 кВ Лорис-Старокорсунская.

В период летних максимальных нагрузок 2025 года при выводе в ремонт ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская с отпайкой на ПТФ загрузка ВЛ 35 кВ Лорис – Старокорсунская с отпайкой на ПС 35 кВ НС-10 составит 391 А – 134 % от длительно допустимых значений. Включение в работу ВЛ 35 кВ Воронежская-35 – ЖБИ позволит снизить загрузку ВЛ 35 кВ Лорис – Старокорсунская с отпайкой на ПС 35 кВ НС-10 до 336 А – 116 % от длительно допустимых значений, при этом будет перегружен транзит 35 кВ Усть-Лабинская – Откормбаза до 328 А – 113 % от длительно допустимых значений. Необходим ввод ГВО на величину до 15 МВт в районе ПС 110 кВ Старокорсунская.

Таким образом, необходимо выполнить строительство второй цепи ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская ориентировочной протяженностью 20,5 км. Кроме того, в режиме летних максимальных нагрузок 2025 года в нормальной схеме перегружается ВЛ 35 кВ Лорис – Биофабрика с отпайкой на ПС 35 кВ НС-9 до величины 333 А – 115 % от длительно допустимых значений.

Строительство второй цепи ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская позволит реализовать схемно – режимные мероприятия и ликвидировать в том числе

указанные превышения длительно допустимых значений в режиме ремонта ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская с отпайкой на ПТФ.

Данное мероприятие утверждено генеральным планом муниципального образования город Краснодар (решением городской Думы Краснодара от 02.09.2020 № 102).

По данному мероприятию имеется инвестиционная программа ПАО «Россети Кубань»: Строительство 2 цепи ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская (ориентировочная протяженность 20,5 км).

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2025 год.

ПС 110 кВ Адлер.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 27,6 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 128 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,19 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,28 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 30,88 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Адлер ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Адлер расчетный объем ГАО составит 8,4 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,6 + 3,28 + 0 - 0 = 30,88 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 30,88 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Выселки.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 41,5 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 178 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 27,5^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,933.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 6,8 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,432 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,048 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 36,318 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 148 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Выселки ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Выселки расчетный объем ГАО составит 10,3 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41,5 + 0,048 + 0 - 6,8 = 34,748 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 34,748 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Головинка.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 6,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 33,2^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,882.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,37 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,041 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 6,841 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Головинка ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Головинка расчетный объем ГАО составит 1,16 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 6,8 + 0,041 + 0 - 0 = 6,841 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 6,841 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×6,3 МВА на 2×10 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Джубга.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 14,83 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 168 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 33,2^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,882.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,88 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,209 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 15,039 МВА. Таким

образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 171 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Джубга ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Джубга расчетный объем ГАО составит 5,6 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,83 + 0,209 + 0 - 0 = 15,039 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,039 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Моревская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 15,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,012 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,001 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 15,821 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Моревская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Моревская расчетный объем ГАО составит 1,26 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,16 + 0,001 + 0 - 0 = 15,161 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 15,161 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Старощербиновская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 14,05 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126,6 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,1.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,268 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,03 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 14,08 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старощербиновская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Старощербиновская расчетный объем ГАО составит 2,68 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,05 + 0,03 + 0 - 0 = 14,08 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,08 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (01.08.2018) и составила 25,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 144 % от $S_{\text{длн}}$, и для Т-2 298 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^{\circ}\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,12 для Т-1 и 0,87 для Т-2 при нормальном режиме нагрузки.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,5 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,664 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,074 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 22,424 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Центральная ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 3,6 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,85 + 0,074 + 0 - 3,5 = 22,424 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,424 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Лабинск-1.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 28,32 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2(1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит для Т-1 91 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 100,7 % от $S_{\text{дн}}$.

$S_{\text{дн}}$ для Т-1 и Т-2 определены с коэффициентами допустимой длительной перегрузки трансформатора, в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] при $T_{\text{НВ}}$ 7,9 °С и повышенном износе изоляции для Т-1 равном 1,25; и при нормальном режиме работы для Т-2 равном 1,125.

Последующие расчёты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2019 года и составившей 27,99 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-2(1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 100,4 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 – 129,4 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}}$ +35 °С составляет для Т-1 при повышенном износе изоляции 1,115; для Т-2 при нормальном режиме работы 0,865.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,581 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,065 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 28,055 МВА. Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2(1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 100,6 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 – 129,7 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лабинск-1 ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Лабинск-1 расчетный объем ГАО составит 5,8 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,99 + 0,065 + 0 - 0 = 28,055 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,055 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Родниковская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 21,39 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 156 % от $S_{\text{длн}}$, для Т-2 составит 249 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,041 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,005 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 21,395 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 156 % от $S_{\text{длн}}$, для Т-2 составит 249 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Родниковская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Родниковская расчетный объем ГАО составит 11,53 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,39 + 0,005 + 0 - 0 = 21,395 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 16 МВА и Т-2 10 МВА на трансформаторы мощностью не менее 21,395 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 16 МВА и Т-2 10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ДСК.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 24,62 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов

загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 179 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 составит 286 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,905 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,101 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 24,721 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 180 % от $S_{\text{дн(Т-1)}}$, для Т-2 составит 287 % от $S_{\text{дн(Т-2)}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ДСК ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ ДСК расчетный объем ГАО составит 14,5 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24,62 + 0,101 + 0 - 0 = 24,721 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,721 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Холмская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 27,9 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 131 % от $S_{\text{дн(Т-1)}}$, для Т-2 составит 175 % от $S_{\text{дн(Т-2)}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 12,3^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,06.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,3 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,965 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,107 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 23,707 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 112 % от $S_{\text{дн}}(\text{Т-1})$, для Т-2 составит 149 % от $S_{\text{дн}}(\text{Т-2})$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Холмская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Холмская расчетный объем ГАО составит 7 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,9 + 0,107 + 0 - 4,3 = 23,707 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,707 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 20 МВА и Т-2 15 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети - КрЭС).

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 17,35 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,859 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 21,209 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 154 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор (КрЭС) ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Водозабор (КрЭС) расчетный объем ГАО составит 6,7 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,35 + 3,859 + 0 - 0 = 21,209 \text{ МВА.}$$

В 2022 году на ПС 110 кВ Водозабор (КрЭС) была произведена замена трансформатора Т-1 16 МВА на новый мощностью 25 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 21,209 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА. С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 16 МВА на 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Парфюмерная.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 22,56 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 127 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 – 164 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +35,6 °С для Т-1 и повышенном износе изоляции составляет 1,11; для Т-2 при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,9 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,4 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 22,96 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 129 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 – 167 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Парфюмерная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Парфюмерная расчетный объем ГАО составит 8,3 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,56 + 0,4 + 0 - 0 = 22,96 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,96 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Юго-Восточная.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 20,62 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 240 % от $S_{\text{ддн}}$, для Т-2 составит 150 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договора на технологическое присоединение отсутствуют.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юго-Восточная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Юго-Восточная расчетный объем ГАО составит 10,8 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,62 + 0 + 0 - 0 = 20,62 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 20,62 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 10 МВА и Т-2 16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 18,62 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 135,6 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,025 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 18,645 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 135,8 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская расчетный объем ГАО составит 4,43 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,62 + 0,025 + 0 - 0 = 18,645 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 18,645 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тимашевская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 24,0 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 187 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 составит 175 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,26 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,028 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствии возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 26,038 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 196,8 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 составит 184,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тимашевская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тимашевская расчетный объем ГАО составит 10,1 МВт.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24,04 + 0,028 + 0 - 0 = 24,068 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,068 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 15 МВА и Т-2 16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Абинская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.08.2017) и составила 31,74 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 225 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +33,17 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,882.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договора на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции ввиду отсутствия договоров на технологическое присоединение и учётом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,74 + 0 + 0 - 0 = 31,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 225 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Абинская ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Абинская расчетный объем ГАО составит 15,9 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,74 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ АПК.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 28,6 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ АПК отсутствуют. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АПК ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АПК расчетный объем ГАО составит 6,39 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 28,6 + 0 + 0 - 0 = 28,6 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,6 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Вышестеблиевская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 49,31 МВА. В ПАР при АО Т-1(2): загрузка Т-2(1) составит 115,9 % от $S_{\text{дн}}$, загрузка Т-3 – 103,5 % $S_{\text{дн}}$; при АО Т-3, с учётом совместной работы Т-1 и Т-2 на РУ 10 кВ и РУ 35 кВ, загрузка Т-1(2) составит 138,8 % от $S_{\text{дн}}$. Таким образом, при существующих нагрузках возможно превышение $S_{\text{дн}}$ для Т-1, Т-2 и Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^{\circ}\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,1 МВА). Согласно данным таблицы 26 только ПС 110 кВ Вышестеблиевская указана в качестве ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки, и отсутствуют заявители с $U_{ном}=35$ кВ, следовательно, присоединение всей перспективной нагрузки осуществляется к шинам 10 кВ ПС 110 кВ Вышестеблиевская.

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{персп}^{тр} = 49,31 + 0,1 + 0 - 0 = 49,41 \text{ МВА.}$$

При этом возможное максимальное превышение $S_{дн}$ для Т-1 и Т-2 составит 139,1 % от $S_{дн}$ при АО Т-3, с учётом совместной работы Т-1 и Т-2 на РУ 10 кВ и РУ 35 кВ; 103,5 % от $S_{дн}$ для Т-3 при АО Т-1(2).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Вышестеблиевская ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-3 на ПС 110 кВ Вышестеблиевская расчетный объем ГАО составит 6,25 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы суммарной мощностью не менее половины от перспективной расчетной нагрузки подстанции в 49,41 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП, то есть не менее 24,71 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Гулькевичи.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 40,32 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 187,5 % от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} +35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,49 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,6 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40,32 + 0,6 + 0 - 0 = 40,92 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 190 %, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гулькевичи ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гулькевичи расчетный объем ГАО составит 17,5 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 40,92 МВА. При условии замены Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый, с учётом коэффициента допустимой длительной перегрузки при $\text{ТНВ} +35,6^{\circ}\text{C}$ и повышенном износе изоляции равном 1,111, $S_{\text{длн}}$ трансформатора составит 44,44 МВА, что превышает $S_{\text{персп}}^{\text{тр}}$.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА. Мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дальняя.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 17,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 207 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $\text{ТНВ} +35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договора на технологическое присоединение отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ввиду отсутствия договоров на технологическое присоединение и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 17,78 + 0 + 0 - 0 = 17,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 207 %, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дальняя ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-3 на ПС 110 кВ Дальняя расчетный объем ГАО составит 8,26 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,78 МВА.

Инвестиционной программой ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 №19@, на ПС 110 кВ Дальняя предусмотрена замена существующих Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый.

При условии замены Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 16 МВА каждый, с учётом коэффициента допустимой длительной перегрузки при ТНВ +35,6°C и повышенном износе изоляции равном 1,111, $S_{\text{длн}}$ трансформатора составит 17,78 МВА, что не менее $S_{\text{персп}}^{\text{тр}}$.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×16 МВА. Мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Очистные сооружения.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 31,47 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174,8 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +3,6°C и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,125.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки в объеме на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,034 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), может составить:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,47 + 0,034 + 0 - 0 = 31,5 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 175 %, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Очистные сооружения ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Очистные сооружения расчетный объем ГАО составит 12,2 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,5 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Пашковская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 48,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 174,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^\circ\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,111.

При аварийном отключении отсутствует возможность перевода нагрузки на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,167 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48,55 + 0,167 + 0 - 0 = 48,72 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 40 МВА (Т-1 25 МВА) нагрузка оставшегося в работе Т-1 составит 175,4 % от $S_{\text{ддн}}$, и 109,6 % от $S_{\text{ддн}}$ для Т-2, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пашковская ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пашковская расчетный объем ГАО составит 18,85 МВт.

В 2022 году на ПС 110 кВ Пашковская была произведена замена трансформатора Т-2 25 МВА на новый мощностью 40 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Пашковская с установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Данное мероприятие предусмотрено Инвестиционной программой ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 №19@.

ПС 110 кВ Туапсе.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (01.08.2020) и составила 26,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 190 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,24 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,78 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,1 + 9,78 + 0 - 0 = 35,88 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 261,4 %, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Туапсе ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Туапсе расчетный объем ГАО составит 19,9 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить суммарную мощности оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 35,88 МВА, для чего рекомендуется заменить существующие трансформаторы мощностью 16 МВА на трансформаторы мощностью по 25 МВА и установить дополнительный Т-3 мощностью 25 МВА.

Согласно информации, предоставленной ПАО «Россети Кубань», на ПС 110 кВ Туапсе предлагается реконструкция с заменой существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА и установкой Т-3 мощностью 16 МВА, что подтверждает техническую возможность установки третьего трансформатора на ПС 110 кВ Туапсе.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА и установить Т-3 мощностью 25 МВА. Мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 43,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 204 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

Заключенные договоры на ТП к данной подстанции отсутствуют.

Таким образом перспективная расчетная нагрузка подстанции равна фактической максимальной нагрузке за 20.07.2021 и согласно формуле (1), составляет:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 43,78 + 0 + 0 - 0 = 43,78 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ расчетный объем ГАО составит 20,1 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощности оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 43,78 МВА.

Инвестиционной программой ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 №19@, на ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ предусмотрена замена существующих Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

При условии замены Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый, с учётом коэффициента допустимой длительной перегрузки при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и повышенном износе изоляции равном 1,111, $S_{\text{дн}}$ трансформатора составит 44,44 МВА, что превышает $S_{\text{персп}}^{\text{тр}}$.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

Мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ ВНИИРИС.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (07.07.2020) и составила 26,82 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 195 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,8^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,858.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,5 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,667 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,82 + 0,667 + 0 - 0 = 27,487 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 200 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ ВНИИРИС ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ ВНИИРИС расчетный объем ГАО составит 12,38 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,487 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП.

При условии замены Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью 25 МВА каждый, с учётом коэффициента допустимой длительной перегрузки при $T_{\text{НВ}} + 35,8^{\circ}\text{C}$ и повышенном износе изоляции равном 1,111, $S_{\text{дн}}$ трансформатора составит 27,775 МВА, что превышает $S_{\text{персп}}^{\text{тр}}$.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА. Мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ейск-2.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2017 года и составила 23,88 МВА. В ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-1 25 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА составит 169 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} + 33,2^{\circ}\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,128 для Т-1 и 0,881 для Т-2 при нормальном режиме нагрузки.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,625 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,069 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 23,88 + 0,069 + 0 - 0 = 23,949 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР Т-2(1) нагрузка для Т-1 мощностью 25 МВА составит 85 % от $S_{\text{ддн}}$, нагрузка Т-2 мощностью 16 МВА составит 170 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ейск-2 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Ейск-2 расчетный объем ГАО составит 8,7 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется заменить существующий трансформатор Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,949 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 16 МВА на 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Речная.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Речная по 10 и 35 кВ за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 33,28 МВА.

В ПАР при АО Т-2(3) 110/35/10 кВ нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 154,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,165 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,018 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых

энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,28 + 0,018 + 0 - 0 = 33,298 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР при отключении Т-2(3) загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 154,9 %, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Речная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 или Т-3 на ПС 110 кВ Речная расчетный объем ГАО составит 10,6 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования 110/35/10 кВ не менее 33,298 МВА, для чего, с учётом имеющегося Т-2(3) мощностью 25 МВА и с $S_{\text{ддн}}$ при $T_{\text{НВ}} + 35,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ равной 21,5 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного Т-4 мощностью 16 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной ПАО «Россети Кубань», на ПС 110 кВ Речная предполагается реконструкция с установкой трансформатора Т-4 мощностью 16 МВА, что подтверждает техническую возможность установки дополнительного трансформатора на данной ПС.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку дополнительного трансформатора Т-4 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Старокорсунская.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер (20.01.2021) и составила 23,14 МВА. В наиболее тяжёлом ПАР при АО Т-1 16 МВА загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА составит 195 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} - 6,89 \text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,184.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной полной мощностью с учетом коэффициента набора 2,47 МВА.

С учётом того, что в настоящее время Т-1 работает на РУ 35 кВ и РУ 10 кВ, а Т-2 работает только на РУ 10 кВ перспективная расчетная нагрузка трансформаторов в ПАР с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}1} = 23,14 + 2,47 + 0 - 0 = 25,61 \text{ МВА;}$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = (23,14 - 7,79) + 2,47 + 0 - 0 = 17,82 \text{ МВА},$$

где 7,79 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-1 за зимний контрольный замер 2021 года.

Таким образом, в ПАР при АО Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 135 % от $S_{\text{дн}}$, при АО Т-1 загрузка Т-2 – 151 %, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старокорсунская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Старокорсунская расчетный объем ГАО составит 4,64 МВт, при АО Т-1 – 11,03 МВт.

Для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно, для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер (20.07.2021) и составившей 20,42 МВА в ПАР отключения трансформатора Т-2(1) загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 составит 148 % от $S_{\text{дн}}$, для Т-2 – 237 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов определённые с коэффициентами допустимой длительной перегрузки в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] при ТНВ +35,6 °С и нормальном режиме работы равном 0,86 для Т-1 и Т-2.

При этом перспективная расчетная нагрузка трансформаторов в ПАР отключения одного из трансформаторов с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр1}} = 20,42 + 2,47 + 0 - 0 = 22,89 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр2}} = (23,42 - 7,79) + 2,47 + 0 - 0 = 15,1 \text{ МВА},$$

где 7,79 МВА – нагрузка обмотки 35 кВ Т-1 за зимний контрольный замер 2021 года.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Старокорсунская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Старокорсунская при ТНВ +35,6 °С расчетный объем ГАО составит 6,89 МВт, при АО Т-1 – 11,5 МВт.

С учётом предполагаемого строительства 2-й цепи ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская (обоснование мероприятия приведено в п. 2.3.2 выше по тексту) с включением Т-2 в сеть 110 кВ и для предотвращения ввода ГАО в ПАР отключения одного из трансформаторов рекомендуется обеспечить мощность Т-1 и Т-2 не менее 25,61 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Инвестиционной программой ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы, утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 №19@, на ПС 110 кВ Старокорсунская предусмотрена замена существующих Т-1 мощностью 16 МВА и Т-2 мощностью 10 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силовых трансформаторов Т-1 16 МВА и Т-2 10 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кудепста.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 21,01 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 118 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{\text{НВ}} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,3 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,355 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 25,365 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кудепста ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кудепста расчетный объем ГАО составит 6,8 МВт.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,01 + 4,355 + 0 - 0 = 25,365 \text{ МВА.}$$

В 2022 году на ПС 110 кВ Кудепста была произведена замена трансформатора Т-1 16 МВА на новый мощностью 25 МВА.

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 143 %, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кудепста ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кудепста расчетный объем ГАО составит 6,8 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 25,365 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. При условии замены Т-2 на трансформатор мощностью 25 МВА, с учётом коэффициента допустимой

длительной перегрузки при $T_{HV} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и повышенном износе изоляции равном 1,111, $S_{\text{дн}}$ трансформатора составит 27,75 МВА, что превышает $S_{\text{персп}}^{\text{тр}}$.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 16 МВА на 25 МВА. Мощность устанавливаемых трансформаторов необходимо уточнить на стадии проектно-изыскательских работ.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ РИП.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составила 48,93 МВА. В ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-2 40 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА составит 176 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{HV} + 35,6^{\circ}\text{C}$ и при повышенном износе изоляции составляет 1,11.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,6 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,73 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48,93 + 1,73 + 0 - 0 = 50,66 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-2 40 МВА нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА составит 182 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ РИП ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ РИП расчетный объем ГАО составит 20,6 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить суммарную мощность оставшегося в работе трансформаторного оборудования не менее 50,66 МВА. Таким образом, с учётом имеющегося Т-1 мощностью 25 МВА, достаточно выполнить установку дополнительного Т-3 мощностью не менее 25,66 МВА.

Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

В соответствии с информацией, предоставленной ПАО «Россети Кубань», на ПС 110 кВ РИП предполагается реконструкция с установкой трансформатора Т-3 мощностью 40 МВА, что подтверждает техническую возможность установки дополнительного трансформатора на данной ПС.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку дополнительного трансформатора Т-3 мощностью 40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети).

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер (20.01.2021) и составила 5,56 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1(2) загрузка оставшегося в работе трансформатора для Т-1 мощностью 3,2 МВА составит 151 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора; для Т-2 мощностью 6,3 МВА составит 64,9 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ 0 °С и при нормальном режиме нагрузки для Т-1 составляет 1,15, а для Т-2 при повышенном износе изоляции – 1,36.

При аварийном отключении возможность перевода на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,81 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,09 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и отсутствия возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 5,56 + 0,09 + 0 - 0 = 5,65 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР наиболее мощного из трансформаторов – Т-2 6,3 МВА загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 мощностью 3,2 МВА составит 154 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора. В ПАР отключения Т-1 загрузка Т-2 составит 65,9 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Необходимо отметить, что в 2028 году срок службы трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Водозабор составит 30 лет, при этом, в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2], коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора при ТНВ 0 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,15. В ПАР отключения Т-1, при данном коэффициенте допустимой длительной перегрузки, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 78 % от $S_{\text{ддн}}$, что также не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Водозабор ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Водозабор расчетный объем ГАО составит 1,77 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 5,65 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 3,2 МВА на 6,3 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Отрадная.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в дополнительный зимний контрольный замер (20.01.2021) и составила 20,67 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов, определённую с коэффициентом допустимой длительной перегрузки трансформатора в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] при $T_{\text{НВ}} -6,89^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме работы равном 1,184.

Последующие расчёты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составившей 20,47 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 149 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов, определённую с коэффициентом допустимой длительной перегрузки трансформатора в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] при $T_{\text{НВ}} +35,6^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме работы равном 0,86.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 5,56 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,49 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,67 + 0,17 + 0 - 5,56 = 15,076 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109,6 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Отрадная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Отрадная расчетный объем ГАО составит 1,8 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформаторов не менее 15,076 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА, что соответствует номинальной мощности существующих Т-1 и Т-2. Для исключения превышения $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов рекомендуется заменить Т-1 и Т-2 16 МВА на новые силовые трансформаторы мощностью 25 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на новые

трансформаторы мощностью 2×25 МВА. Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Псебай.

В соответствии с пунктом 27 протокола Минэнерго России от 05.09.2019 № 09-1757-пр предусматривается замена Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на ПС 110 кВ Псебай на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА. Данное мероприятие выполняется в связи с планами сетевой компании по сооружению новой ПС 35 кВ Бурный для осуществления надежного и качественного электроснабжения потребителей пос. Никитино Мостовского района и предполагает выполнение реконструкция ПС 110 кВ Псебай в части замены трансформатора 10 МВА напряжением 110/10 кВ на трансформатор мощностью 16 МВА напряжением 110/35/10 кВ со строительством секции 35 кВ на ПС Псебай и линии электропередачи 35 кВ от ПС Псебай до проектируемой ПС 35 кВ в пос. Бурный.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Псебай с заменой существующего силового трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ейск.

Согласно данным в таблицах 24, 25, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 29,3 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного Т-2 загрузка Т-1 и Т-3 составит 98 % от $S_{\text{ддн}}$; что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов, определённую с коэффициентом допустимой длительной перегрузки трансформатора, в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] при $T_{\text{НВ}} +27,5^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме работы, равном 0,933.

Последующие расчёты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической нагрузки, выявленной в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и составившей 27,7 МВА.

В ПАР отключения наиболее мощного Т-2 загрузка Т-1 и Т-3 составит 100,7 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов, определённую с коэффициентом допустимой длительной перегрузки трансформатора, в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] для $T_{\text{НВ}} +35,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме работы, равном 0,86.

При аварийном отключении возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует. Действующие договора на технологическое присоединение отсутствуют.

Таким образом, перспективная нагрузка существующих трансформаторов соответствует фактической нагрузки, выявленной в дополнительный летний контрольный замер (20.07.2021) и согласно формуле (1), составляет:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,7 + 0 + 0 - 0 = 27,7 \text{ МВА.}$$

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ейск ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Ейск расчетный объем ГАО составит 0,08 МВт.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 16 МВА на трансформатор с мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 16 МВА на 25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Кубань».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, содержащийся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

2.4 Описание энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей западной части ОЭС Юга выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «ОЭС-Кубань».

При проведении анализа режимно-балансовой ситуации западной части ОЭС Юга принимались следующие исходные данные:

- значение перетока мощности из энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в Республику Крым и г. Севастополь принято на этапе 2028 года на уровне 499 МВт;

- проведение мероприятий по модернизации в 2024 год турбин Краснодарской ТЭЦ (№7 и №8) с увеличением установленной мощности каждого агрегата с 145 МВт до 150 МВт;

- ввод новой мощности в объеме 153 МВт ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ» (ПТУ-1, ГТУ-4, ГТУ-5, ГТУ-6) в 2023 году;

- ввод новой мощности в объеме 560 МВт Ударной ТЭС (ПГУ-225, ПГУ-225, ГТЭ-110М) в 2023 году (в располагаемой мощности учтена с 2024 года);

- в рассматриваемых энергорайонах энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края весь состав генерирующего оборудования загружен до располагаемой мощности;

- отсутствие гарантии использования мощности солнечных электростанций в час максимума потребления мощности. Мощность существующих и перспективных солнечных и ветровых электростанций (СЭС, ВЭС) в балансе мощности принята равной нулю.

- прирост мощности учтен в соответствии с ТУ на ТП новых и существующих потребителей.

Тяжелые режимно-балансовые условия складываются в КС «ОЭС-Кубань», «Центр Север» и в КС «Юго-Восток».

В состав контролируемого сечения «ОЭС–Кубань» входят следующие ВЛ:

- ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк;
- ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная;
- ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань;
- ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк;
- ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки;
- ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская;
- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая;
- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат;
- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

В состав контролируемого сечения «Центр-Север» входят следующие ВЛ:

- ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк;
- ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская;
- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая;
- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат;
- ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

В состав контролируемого сечения «Юго-Восток» входят следующие ВЛ:

- ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная;
- ВЛ 220 кВ Армавир – Ветропарк;

- ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки;
- ВЛ 110 кВ Армавир – Андреевская;
- ВЛ 110 кВ Шовгеновская – Армавир с отпайкой на ПС Комплекс.

Основные показатели баланса мощности западной части ОЭС Юга приведены для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий за КС «ОЭС–Кубань» на перспективу в таблице 27.

Таблица 27 – Баланс мощности западной части ОЭС Юга за «головным» КС «ОЭС–Кубань», МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление мощности за сечением «ОЭС – Кубань»	4866	5022	5214	5355	5430	5469
Прогнозируемое потребление энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края	5368	5536	5757	5917	5994	6029
Прогнозируемое потребление мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края за сечением «ОЭС – Кубань»	4425	4564	4746	4877	4941	4970
Переток мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь	441	458	468	478	489	499
Переток мощности в энергосистему Грузии	0	0	0	0	0	0
Переток мощности в энергосистему Республики Абхазии	0	0	0	0	0	0
Доступная мощность электростанций в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, находящихся за сечением «ОЭС – Кубань»	1964	2482	2482	2482	2482	2482
Требуемый переток мощности в сечении «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме, в том числе по частичным сечениям:	2902	2540	2732	2873	2948	2987
частичное сечение «Центр-Север»	1277	1118	1202	1264	1297	1314
частичное сечение «Юго-Восток»	1074	940	1011	1063	1090	1105
МДП в нормальной схеме в сечении «ОЭС – Кубань»	3030	3420	3420	3420	3420	3420
МДП в нормальной схеме в сечении «Центр-Север»	1285	1285	1285	1285	1285	1285
МДП в нормальной схеме в сечении «Юго-Восток»	1575	1575	1575	1575	1575	1575
Запас по пропускной способности в сечении «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	128	880	688	547	472	433
Запас по пропускной способности в сечении «Центр-Север» в нормальной схеме	8	167	83	21	-12	-29
Запас по пропускной способности в сечении «Юго-Восток» в нормальной схеме	501	635	564	512	484	470
Требуемый переток мощности в сечении «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме, в том числе по частичным сечениям:	2902	2540	2732	2873	2948	2987

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
частичное сечение «Центр-Север»	1741	1524	1639	1724	1769	1792
частичное сечение «Юго-Восток»	522	457	492	517	531	538
МДП в сечении «ОЭС - Кубань» в ремонтной схеме	2660	2864	2864	2864	2864	2864
МДП «Центр-Север» в ремонтной схеме	1356	1356	1356	1356	1356	1356
МДП в сечении «Юго-Восток» в ремонтной схеме	387	387	387	387	387	387
Запас по пропускной способности в сечении «ОЭС - Кубань» в ремонтной схеме	-242	324	132	-9	-84	-123
Запас по пропускной способности в сечении «Центр-Север» в ремонтной схеме	-385	-168	-283	-368	-413	-436
Запас по пропускной способности в сечении «Юго-Восток» в ремонтной схеме	-135	-70	-105	-130	-144	-151

Анализ баланса мощности западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС–Кубань» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в ремонтной схеме в КС «ОЭС–Кубань» существующей сети на уровне 9–242 МВт, при этом в частичных сечениях «Центр-Север» и «Юго-Восток» дефицит мощности в ремонтной схеме прогнозируется на уровнях 168-436 МВт и 70-151 МВт соответственно.

В целях исключения перспективного дефицита мощности западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС–Кубань» рассмотрены следующие варианты:

- увеличение пропускной способности электрической сети в КС «ОЭС – Кубань» со строительством ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк с установкой двух ШР мощностью 180 Мвар каждый;
- сооружение объектов генерации за КС «ОЭС–Кубань» в объеме не менее 450 МВт.

Для определения наиболее экономичного варианта проведена оценка укрупненных капитальных затрат.

Укрупненные капитальные затраты составляют (в ценах 4 квартала 2022 года):

- на реализацию мероприятий по увеличению пропускной способности электрической сети в КС «ОЭС – Кубань» со строительством ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк с установкой двух ШР мощностью 180 Мвар каждый – 11696 млн руб. без НДС;
- на сооружение объектов генерации за КС «ОЭС – Кубань» в объеме не менее 450 МВт– 31963 млн руб. без НДС, что в 3 раза больше, чем капитальные затраты на строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк с установкой двух ШР мощностью 180 Мвар каждый.

В случае увеличения роста потребления в энергорайонах за сечением «ОЭС – Кубань» энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с учетом заключения договоров на технологическое присоединение новых и увеличения

нагрузки действующих потребителей, в том числе, дальнейшего развития морского порта Тамань на Таманском полуострове, целесообразно рассмотреть необходимость сооружения нового объекта генерации мощностью 200-250 МВт в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя или в Юго-Западном энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края. Итоговые решения о необходимости сооружения объектов генерации и (или) реализации иных мероприятий по увеличению пропускной способности электрической сети 110 кВ и выше должны быть определены в рамках отдельного технико-экономического обоснования.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в Краснодарском крае и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В Краснодарском крае до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 28 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности Краснодарского края.

Таблица 28 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 10 МВт							
1	Сухогрузный район морского порта Тамань	ФКУ «Ространсmodernизация»	0,0	92,3	220	2025	ПС 220 кВ Порт
2	ПАО «Тоаз»	ПАО «Тоаз»	0,0	50,0	110	2023	ПС 220 кВ Вышестеблиевская
3	Жилые комплексы	ООО «Энергосфера»	0,0	40,0	35	2023	Краснодарская ТЭЦ
4	ПС 110 кВ Тихорецкая тяговая, установка дополнительного трансформатора	ОАО «РЖД»	10,0	27,0	110	2023	ПС 500 кВ Тихорецк
5	АО «НЭСК-электросети» ПС 110 кВ Ипподром	АО «НЭСК-электросети»	0,0	16,0	110	2024	ПС 220 кВ Витаминкомбинат
6	ООО «Новоросметалл» ПС 220 кВ Цемес	ООО «Новоросметалл»	0,0	15,0	220	2023	ПС 220 кВ Кирилловская ПС 220 кВ Афицкий НПЗ
7	ООО «Экстех»	ООО «Экстех»	0,0	15,0	6	2024	Краснодарская ТЭЦ
8	ПС 110 кВ Гавань	ООО «Югстрой-Электросеть»	0,0	15,0	110	2025	ПС 220 кВ Бужора ПС 110 кВ Анапская
9	Увеличение мощности ПС 110 кВ Тимашевская/т	ДКРС-Юг ОАО «РЖД»	0,0	12,2	110	2023	ПС 110 кВ АПК

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края с выделением данных по Краснодарскому краю на период 2023–2028 годов, представлен в таблице 29.

Таблица 29 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Краснодарскому краю на 2023–2028 годы

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	31513	33139	34474	35657	36241	36555
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1626	1335	1183	584	314
Годовой темп прироста, %	–	5,16	4,03	3,43	1,64	0,87
<i>в том числе Краснодарский край</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	29804	31341	32635	33804	34375	34674
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1537	1294	1169	571	299
Годовой темп прироста, %	–	5,16	4,13	3,58	1,69	0,87

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется на уровне 36555 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,88 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края прогнозируется в 2024 году и составит 1626 млн кВт·ч или 5,16 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 314 млн кВт·ч или 0,87 %.

Потребление электрической энергии Краснодарского края прогнозируется на уровне 34674 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,93 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по Краснодарскому краю прогнозируется в 2024 году и составит 1537 млн кВт·ч или 5,16 %, наименьший прирост ожидается в 2028 году и составит 299 млн кВт·ч или 0,87 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии Краснодарского края учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 28.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста по Краснодарскому краю представлены на рисунке 4.

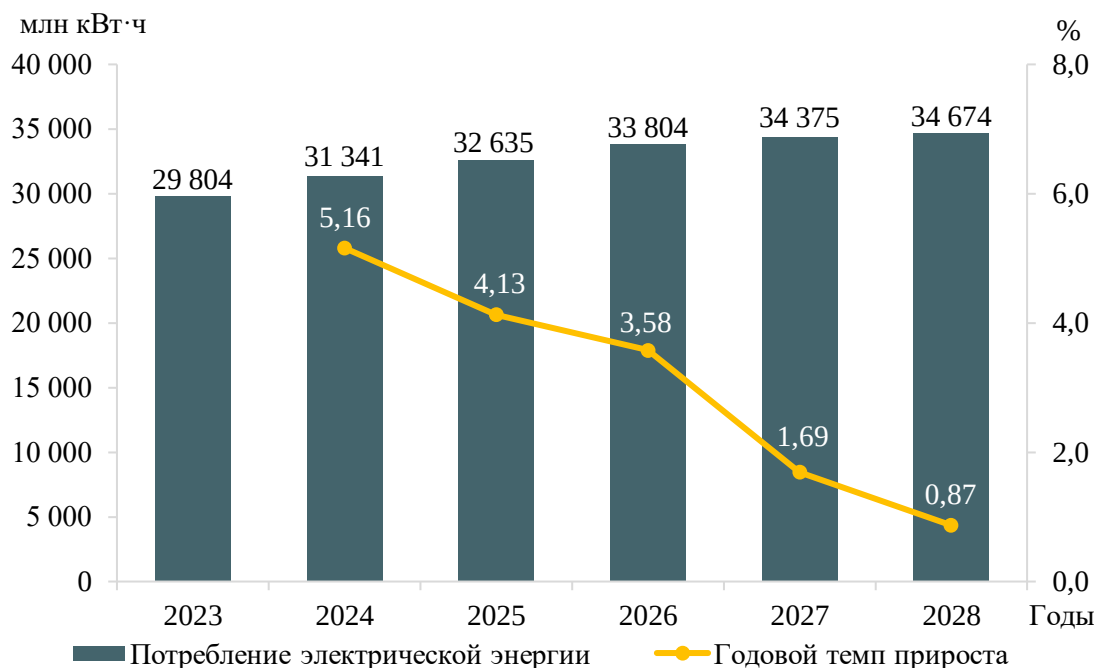


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии по Краснодарскому краю и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии Краснодарского края обусловлена следующими основными факторами:

- значительным ростом объемов переработки нефти на ООО «Афипский НПЗ» и ООО «РН-Туапсинский НПЗ»;
- развитие транспортной инфраструктуры, в том числе морских портов и железнодорожного транспорта;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ООО «Транснефтьэнерго»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края в целом, в том числе по Краснодарскому краю, на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 30.

Таблица 30 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, с выделением данных по Краснодарскому краю

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края</i>						
Максимум потребления мощности (в зимний период), МВт	4884	5037	5238	5383	5453	5485
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	153	201	145	70	32

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Годовой темп прироста, %	–	3,13	3,99	2,77	1,30	0,59
Число часов использования максимума потребления мощности	6452	6579	6582	6624	6646	6665
<i>в том числе Краснодарский край</i>						
Потребление мощности на час максимума энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края (в зимний период), МВт	4602	4743	4941	5079	5147	5177
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	141	198	138	68	30
Годовой темп прироста, %	–	3,06	4,17	2,79	1,34	0,58
Число часов использования потребления мощности	6476	6608	6605	6656	6679	6698

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края к 2028 году прогнозируется на уровне 5485 МВт. Среднегодовой темп прироста будет иметь отрицательное значение и составит - 0,28 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 201 МВт или 3,99 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 32 МВт или 0,59 %.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6665 час/год. Уплотнение годового режима обусловлено вводом потребителей промышленного производства.

Потребление мощности Краснодарского края к 2028 году прогнозируется на уровне 5177 МВт. Среднегодовой темп прироста составит -0,40 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 198 МВт или 4,17 %, что обусловлено развитием сухогрузного района морского порта Тамань; наименьший годовой прирост ожидается в 2028 году и составит 30 МВт или 0,58 %.

Годовой режим электропотребления Краснодарского края в прогнозный период будет достаточно плотным. Число часов использования потребления мощности прогнозируется на уровне 6698 час/год.

В целом режим электропотребления Краснодарского края более плотный, чем режим электропотребления энергосистемы в целом.

Динамика изменения потребления мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

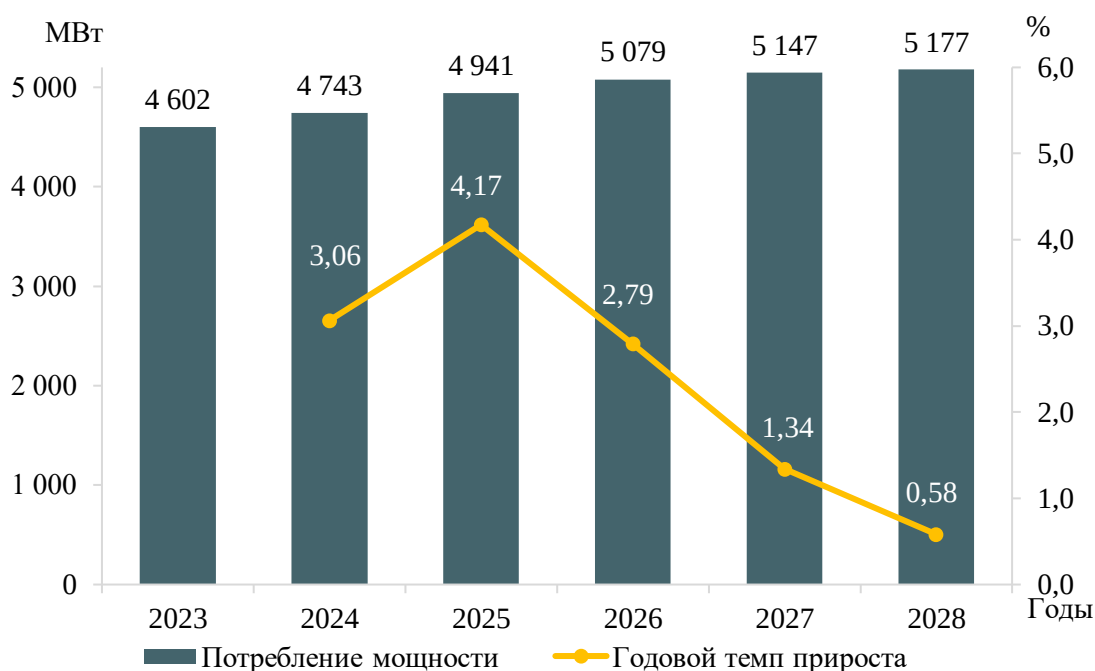


Рисунок 5 – Прогноз потребления мощности Краснодарского края и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 713 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2023–2028 годов представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	713,0	–	–	–	–	–	713,0
ТЭС	713,0	–	–	–	–	–	713,0

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на Ударной ТЭС (2×ПГУ-225).

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 10 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в 2028 году составит 3200,7 МВт. Доля ТЭС в структуре генерирующих мощностей увеличится с 97,2 % в 2021 году до 97,7 % в 2028 году, доля ГЭС снизится с 2,8 % до 2,2 %. Доля СЭС составит 0,1 % в 2028 году.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 32. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 32 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	3190,7	3200,7	3200,7	3200,7	3200,7	3200,7
ГЭС	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1
ТЭС	3117,3	3127,3	3127,3	3127,3	3127,3	3127,3
ВИЭ – всего	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35
СЭС	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35	2,35

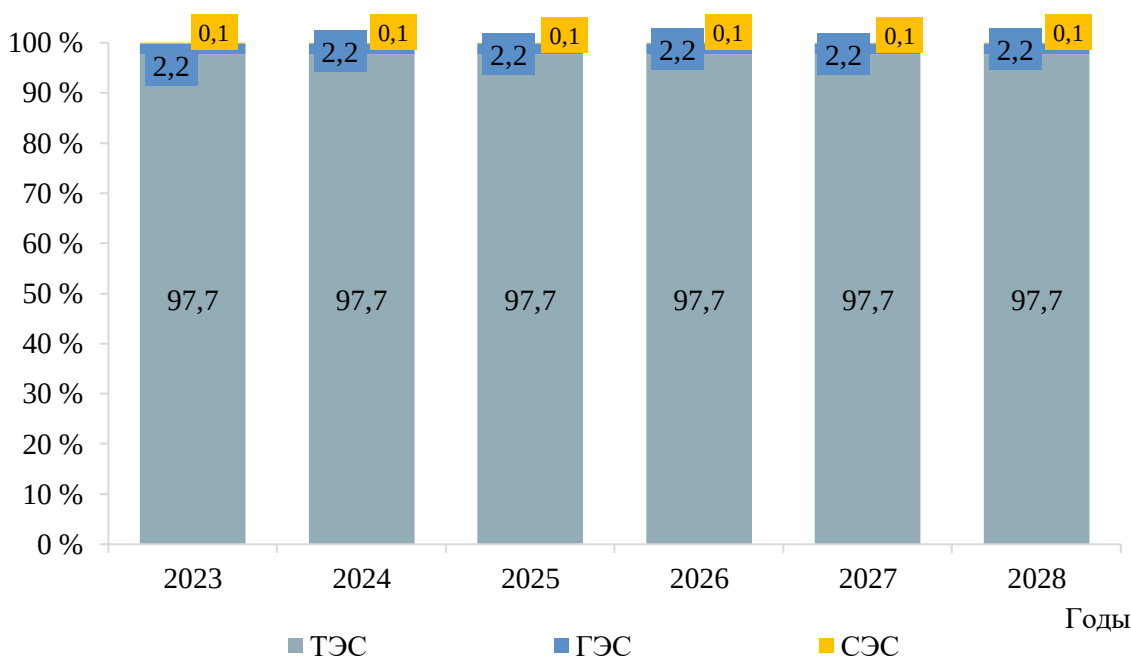


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края

Перечень действующих электростанций энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края, расположенных на территории Краснодарского края, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности,

выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы

4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше

Перечень мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	–	21	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×5,33	–	–	–	–	–	10,66	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 220 кВ Брюховецкая с установкой третьего автотрансформатора 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская (УЦ)-Откормбаза, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская-220-Сельхозтехника, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская 2 – Усть-Лабинская-220 для перевода части нагрузки 35 кВ ПС 220 кВ Усть-Лабинск на ПС 220 кВ Ново-Лабинская	ПАО «Россети Кубань»	35	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 55 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	55	–	–	–	–	–	55	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками на участке от Краснодарской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Северо-Восточная ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1,1	–	–	–	–	–	1,1	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ОБД с отпайкой на ПС Юго-Восточная на участке от Краснодарской ТЭЦ до ПС 110 кВ ОБД ориентировочной протяженностью 5,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	5,2	–	–	–	–	–	5,2	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	16,5	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением на одну ячейку 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 5,06 км каждый и заходов ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 29,4 км каждый ¹⁾	ПАО «Россети»	220	км	2×5,06 2×29,4 ¹⁾	–	–	–	–	–	10,12	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Строительство участка ЛЭП 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Славянская – Славянская-110 с отпайкой на ПС Протока тяговая до ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная с образованием ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская с отпайками ориентировочной протяженностью 10 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	39	–	–	–	–	–	39	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
15	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ по проектной схеме	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/200 кВ мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	501	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5, АТ-2 330/115/10,5 с установкой одной дополнительной ячейки 110 кВ для подключения автотрансформатора АТ-2, подключением автотрансформатора АТ-1 к 1 СШ 330 кВ, автотрансформатора АТ-2 ко 2 СШ 330 кВ и переподключением автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	Спрямление ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС и ВЛ 110 кВ Армавирская ТЭЦ – ЗТВС с образованием ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ №3 с отпайкой на ПС ЗТВС	ПАО «Россети Кубань»	110	км	0,48	–	–	–	–	–	0,48	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
20	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	50,64	–	–	–	–	–	50,64	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	Создание на ПС 220 кВ Витаминкомбинат устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная 2 I цепь с отпайкой на ПС Военгородок с действием на ОН; – АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная 2 II цепь с отпайками с действием на ОН	ПАО «Россети»	х	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
22	Создание на ПС 110 кВ Центральная устройств: – САОН; – УПАСК (ПРМ) ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная	ПАО «Россети Кубань»	х	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23	Создание на ПС 330 кВ Армавир устройств: – АОПО АТ-1 с действием на деление сети и ОН; – АОПО АТ-2 с действием на деление сети и ОН; – АОПО АТ-5 с действием на деление сети и ОН	ПАО «Россети»	х	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Примечания

1 ¹⁾ Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамань-Славянская на Ударную ТЭС с образованием ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС - Тамань и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС - Славянская выполнено в декабре 2022 г.

2 ²⁾ Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети».

3 ³⁾ Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань».

4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Краснодарского края

В таблице 34 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Краснодарского края.

Таблица 34 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Краснодарского Края

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Реконструкция ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная Промзона I, II цепи ориентировочной протяженностью 5,515 км каждая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	2×5,515	–	–	–	–	–	11,03	Обеспечение технологического присоединения ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания», АО «НЭСК-электросети»	ООО «Коммунальная энерго-сервисная компания», АО «НЭСК-электросети»	–	100
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 29,4 км каждый ¹⁰⁾	ПАО «Россети»	220	км	2×29,4 ¹⁰⁾	–	–	–	–	–	58,8 ¹⁰⁾	Обеспечение технологического присоединения ООО «ВО Техпромэкспорт»	ООО «ВО Техпромэкспорт»	–	30 (для проведения пуско-наладочных работ) 667,2 (объекты по производству электрической энергии)
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон на Ударную ТЭС с ориентировочной протяженностью 5,06 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×5,06	–	–	–	–	–	10,12				
4	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с заменой Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения ООО «Тепличный комплекс «Зеленая линия», ОАО «РЖД»	ООО «Тепличный комплекс «Зеленая линия», ОАО «РЖД»	–	–
5	Строительство ПС 220 кВ Цемес с установкой двух трансформаторов мощностью 80 МВА каждый	ООО «Новоросметалл»	220	МВА	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения ООО «Новоросметалл»	ООО «Новоросметалл»	–	15
6	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Афицкий НПЗ – Кирилловская с отпайками на ПС 220 кВ Цемес ориентировочной протяженностью 5 км	ООО «Новоросметалл»	220	км	2×5	–	–	–	–	–	10				
7	Строительство ПС 110 кВ Лучистая с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый	АО «НЭСК-Электросети»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»	н/д ²⁾	–	15
8	Строительство двух линий от ПС 110 кВ Лучистая с присоединением отпайкой к существующим ВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП I цепь с отпайкой на ПС Широка балка и ВЛ 110 кВ Кирилловская – Солнечная с образованием ВЛ 110 кВ Кирилловская – РИП с отпайками и ЛЭП Кирилловская – Солнечная соответственно	АО «НЭСК-Электросети»	110	км	1×0,1 1×14	–	–	–	–	–	14,1				
9	Строительство ПС 110 кВ Гавань с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый	ООО «ЮГСТРОЙ-ЭЛЕКТРОСЕТЬ»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»	н/д ²⁾	67,6	15
10	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская I цепь, с образованием ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская с отпайкой на ПС Гавань I цепь и ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская II цепь, с образованием ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская с отпайкой на ПС Гавань II цепь	ООО «ЮГСТРОЙ-ЭЛЕКТРОСЕТЬ»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская с отпайкой на ПС Гавань I цепь и ВЛ 110 кВ Бужора – Анапская с отпайкой на ПС Гавань II цепь до места отпаяк с заменой провода на провод с большей пропускной способностью	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×7,3	–	–	–	–	–	14,6				
12	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская со строительством одной ячейки в РУ 110 кВ для присоединения ЛЭП 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская	ПАО «Россети Кубань»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»	н/д ²⁾	–	без увеличения максимальной мощности
13	Строительство ВЛ 110 кВ Ново-Лабинская – Кореновская	ПАО «Россети Кубань»	110	км	55	–	–	–	–	–	55				
14	Реконструкция ПС 110 кВ Тимашевская тяговая с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань».	н/д ³⁾	14,032	12,168
15	Строительство ВЛ 110 кВ Тихорецк – Тихорецкая тяговая	АО «РЖД»	110	км	12	–	–	–	–	–	12	1. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети». 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети»	н/д ¹⁾ , н/д ²⁾	–	37,27
16	Реконструкция ПС 110 кВ Тихорецкая тяговая с установкой третьего трансформатора напряжением 110/27,5/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40				
17	Строительство ПС 110 кВ Ипподром с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «НЭСК-электросети»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «НЭСК-электросети» к сетям ПАО «Россети»	н/д ⁴⁾	–	16
18	Строительство ЛЭП 110 кВ Витаминкомбинат – Ипподром	АО «НЭСК-электросети»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	0,5				
19	Строительство ПС 110 кВ Южная Озереевка с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения АО «Каспийский трубопроводный консорциум-Р»	АО «Каспийский трубопроводный консорциум-Р»	19,1	3,9
20	Строительство питающих ЛЭП 110 кВ (ориентировочная протяженность 20,9 км) для присоединения ПС 110 кВ Южная Озереевка – строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кирилловская – Солнечная с отпайкой на ПС Нефтеналивная, строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кирилловская – Тоннельная	ПАО «Россети Кубань»	110	км	20,9	–	–	–	–	–	20,9				
21	Строительство ПС 110 кВ Тольяттиазот с установкой двух трансформаторов мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Тольяттиазот»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения АО «Каспийский трубопроводный консорциум-Р»	ПАО «Тольяттиазот»	–	50
22	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Вышестеблиевская – Тольяттиазот	ПАО «Тольяттиазот»	110	км	2×25	–	–	–	–	–	50				
23	Реконструкция ПС 110 кВ Холмская с заменой трансформаторов Т-1 110/36/6 кВ мощностью 20 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/35/6 мощностью 25 МВА каждый	–	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Кубань» к сетям ОАО «РЖД»	н/д ⁵⁾	–	24

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
24	Реконструкция ПС 110 кВ Абинская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	–	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80				
25	Строительство ПС 110 кВ Пригородная с установкой трансформатора мощностью 6,3 МВА	–	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «НЭСК-электросети» к сетям ПАО «Россети Кубань».	н/д ⁶⁾	–	–
26	Строительство ЛЭП 110 кВ Витаминкомбинат – Пригородная	–	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
27	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети Кубань»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	40 (10 МВт -по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00628170-1; 30 МВт – по договор от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
28	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети Кубань»	220	км	21	–	–	–	–	–	21				
29	Строительство КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 I цепь с отпайкой на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	5,33	–	–	–	–	–	5,33				
30	Строительство КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 II цепь с отпайкой на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	5,33	–	–	–	–	–	5,33				
31	Реконструкция двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	5,33	–	–	–	–	–	5,33	Обеспечение технологического присоединения ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	30 (30 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
32	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Набережная – Юго-Западная с отпайкой на ПС ИКЕА и ВЛ 110 кВ Набережная – Западная-2 с отпайкой на ПС ИКЕА ориентировочной протяженностью 12,94 км каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	км	12,94	–	–	–	–	–	12,94	Обеспечение технологического присоединения ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	40 (10 МВт -по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00628170-1; 30 МВт – по договор от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
33	Реконструкция ВЛ 110 кВ Яблоновская – Набережная I цепь и ВЛ 110 кВ Яблоновская – Набережная II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×8,34	–	–	–	–	–	16,68				
34	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Южная с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1×1,06 1×11,8	–	–	–	–	–	12,86				
35	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Парфюмерная с отпайками с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1×1,06 1×11,8	–	–	–	–	–	12,86				
36	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная I цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	2,5	–	–	–	–	2,5	Обеспечение технологического присоединения ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	ГБУ Республики Адыгея «Стройзаказчик»	–	30 (30 МВт – по договору от 03.02.2022 № 21200-21-00688126-1)
37	Реконструкция ВЛ 110 кВ ИКЕА – Набережная II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	3,1	–	–	–	–	3,1				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
38	Реконструкция ВЛ 110 кВ Западная-2 – ИКЕА с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	7	–	–	–	–	7				
39	Строительство ПС 110 кВ Дорожная с одним трансформатором 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения ФКУ Упрдор «Тамань»	ФКУ Упрдор «Тамань»	–	3,752
40	Сооружение отпайки на ПС 110 кВ Дорожная от ВЛ 110 кВ Славянская – ПАОС	ПАО «Россети Кубань»	110	км	9	–	–	–	–	–	9				
41	Строительство КРУЭ 110 кВ ТЭС Туапсинский НПЗ ⁹⁾	ПАО «НК Роснефть»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	47	Обеспечение технологического присоединения ПАО «НК Роснефть»	ПАО «НК Роснефть»	–	294
42	Строительство ПС 110 кВ ГПП-1 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый ⁹⁾	ПАО «НК Роснефть»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	160				
43	Строительство двух КВЛ 110 кВ от места расщепки ВЛ 110 кВ Шепси – Туапсе-тяговая II цепь до проектируемого КРУЭ 110 кВ ТЭС Туапсинского НПЗ с образованием КВЛ 110 кВ Туапсинский НПЗ – Шепси и КВЛ 110 кВ Туапсинский НПЗ – Туапсе-тяговая с отпайкой на ПС Терминал ⁹⁾	ПАО «НК Роснефть»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
44	Строительство ПС 110 кВ ГПП-2 с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «НК Роснефть»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	160				
45	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шепси – Туапсе-тяговая II цепь до переходной опоры 110 кВ № 50/1 ⁹⁾	ПАО «Россети Кубань»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
46	Строительство ПС 110 кВ Ясная	–	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения ООО «Возобновляемые источники энергии»	ООО «Возобновляемые источники энергии»	–	–
47	Строительство отпайки ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Мостовская – Зассовская до ПС 110 кВ Ясная с реконструкцией систем ПА, РЗА и ТМ в прилегающей сети 110 кВ	–	110	км	0,1	–	–	–	–	–	0,1				
48	Реконструкция ПС 110 кВ Туапсе с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА ⁸⁾	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	3×25	–	–	–	–	–	75	Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства АО «НЭСК-электросети» к электрическим сетям ПАО «Россети Кубань»	н/д ⁷⁾	2,04	1,89
														2,29	1,72
														2,21	1,72
														1,615	1,549
														1,615	1,2
														2,125	1,133
														–	1,05
														2,378	0,78
														2,38	0,756
														2,38	0,682
49	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА ⁸⁾	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	–	–	1×40	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения ООО «КЭЗМ»	ООО «КЭЗМ»	–	1
50	Реконструкция ПС 110 кВ Адлер с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый ⁸⁾	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения АО «Волна Резорт энд СПА», ООО «Специализированный застройщик «Зеленая горка»	АО «Волна Резорт энд СПА»	0,725	0,725
													ООО «Специализированный застройщик «Зеленая горка»	0,63	2,367

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
51	Реконструкция ПС 110 кВ Кудепста с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА ⁸⁾	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения ООО «Специализированный застройщик Родин», ООО СЗ «ГРОМИТУС», ООО СЗ «РАФСТРОЙ»	ООО «Специализированный застройщик Родин»	–	2,852
													ООО СЗ «ГРОМИТУС»	–	3,186
													ООО СЗ «РАФСТРОЙ»	–	2,588
52	Строительство ПС 220 кВ КУБ-С с трансформатором 220/10 кВ мощностью 63 МВА	ООО «КУБ-С»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения ООО «КУБ-С»	ООО «КУБ-С»	–	52
53	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат на ПС 220 кВ КУБ-С ориентировочной протяженностью 14 км каждый	ООО «КУБ-С»	220	км	2×14	–	–	–	–	–	28				
54	Реконструкция ПС 110 кВ Аше с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения ООО «Национальная Нерудная Компания»	ООО «Национальная Нерудная Компания»	–	0,6
55	Строительство ПС 110 кВ ЭСКМ с двумя трансформаторами 10/110 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения объектов по производству электрической энергии ООО «Корпорация Акционерной Компании «Электросевкавмонтаж»	ООО «Корпорация Акционерной Компании «Электросевкавмонтаж»	–	24,8
56	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Восточная промзона – Пашковская и от ВЛ 110 кВ Кислородный завод – Пашковская на ПС 110 кВ ЭСКМ	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2				

Примечания

- 1 ¹⁾ Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети».
- 2 ²⁾ Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «Россети Кубань» к сетям ПАО «Россети».
- 3 ³⁾ Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД» к сетям ПАО «Россети Кубань».
- 4 ⁴⁾ Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «НЭСК- электросети» к сетям ПАО «Россети».
- 5 ⁵⁾ Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства ПАО «Россети Кубань» к сетям ОАО «РЖД».
- 6 ⁶⁾ Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «НЭСК- электросети» к сетям ПАО «Россети Кубань».
- 7 ⁷⁾ Обеспечение технологического присоединения объектов электросетевого хозяйства АО «НЭСК-электросети» к электрическим сетям ПАО «Россети Кубань».
- 8 ⁸⁾ В рамках ТУ на ТП отсутствует мощность устанавливаемых трансформаторов. Мощность устанавливаемых трансформаторов указана в соответствии с расчетами, приведенными в 2.4.1.1.
- 9 ⁹⁾ Мероприятие реализовано в соответствии с Актом о выполнении 1 и 2 этапа ТУ на ТП от 11.09.2013.
- 10 ¹⁰⁾ Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС с образованием ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Тамань и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская выполнено в декабре 2022 г.

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [4] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство второй ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская ориентировочной протяженностью 20,5 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	–	20,5	–	–	–	20,5	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I, II цепь ориентировочной протяженностью 65 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×65	–	–	–	–	–	130	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Адлер с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Выселки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Головинка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Джубга с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ Моревская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ПС 110 кВ Старощербиновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ПС 110 кВ Лабинск-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ПС 110 кВ Родниковская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/6 кВ 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Реконструкция ПС 110 кВ Холмская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
30	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с установкой четвертого трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
31	Реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
32	Реконструкция ПС 110 кВ Кудепста с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
33	Реконструкция ПС 110 кВ РИП с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
34	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети) с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 3,2 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
35	Реконструкция ПС 110 кВ Отрадная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
36	Реконструкция ПС 110 кВ Псебай с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
37	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На основании проведенного анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 36).

Таблица 36 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Новониколаевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	8	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.
2	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Апшеронская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Реконструкция ПС 110 кВ Дивная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ Ладожская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Реконструкция ПС 110 кВ Рассвет с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Реконструкция ПС 110 кВ Волконка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА и трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 110 кВ Каменка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
10	Реконструкция ПС 110 кВ Лоо с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Реконструкция ПС 110 кВ Новомихайловская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети) с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Реконструкция ПС 110 кВ Ленинградская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Реконструкция ПС 110 кВ Кушевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
29	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
30	Реконструкция ПС 110 кВ Западная-2 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
31	Реконструкция ПС 110 кВ Кислородный завод с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
32	Реконструкция ПС 110 кВ Динская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
33	Реконструкция ПС 110 кВ Мартанская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
34	Реконструкция ПС 110 кВ Ильская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
35	Реконструкция ПС 110 кВ Северская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
36	Реконструкция ПС 110 кВ Свинокомплекс с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
37	Реконструкция ПС 110 кВ Мясокомбинат с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
38	Реконструкция ПС 110 кВ Новомышастовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
39	Реконструкция ПС 110 кВ Славянская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
40	Реконструкция ПС 110 кВ Атамановская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
41	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
42	Реконструкция ПС 110 кВ Сукко с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
43	Реконструкция ПС 110 кВ Калининская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
44	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
45	Реконструкция ПС 110 кВ Джемте с заменой трансформаторов Т-2 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформаторы 110/35/6 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
46	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40 1×6,3	–	–	–	–	–	86,3	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
47	Реконструкция ПС 110 кВ Бойко-Понура с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
48	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
49	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	50	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр
50	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик - Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	2×5,5	–	–	–	–	11	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр

4.5 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше для исключения непокрываемого дефицита мощности

В таблице 37 представлены мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше для исключения непокрываемого дефицита мощности.

Таблица 37 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше для исключения непокрываемого дефицита мощности

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	340	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Краснодарского края, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Кубань» на 2018–2022 годы. Материалы размещены 26.10.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом Минэнерго России от 10.11.2022 № 19@ инвестиционной программы ПАО «Россети Кубань» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Кубань», утвержденную приказом Минэнерго России от 01.12.2017 № 21@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 16.12.2021 № 21@;

5) исходных данных, предоставленных ПАО «Россети» письмом № ОК-2373 от 01.07.2022 «О направлении исходных данных для разработки СиПР ЭЭС России на 2023–2028 годы».

6) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [5]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию Краснодарского края, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования Краснодарского края в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии Краснодарского края оценивается в 2028 году в объеме 34674 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,93 %.

Максимум потребления мощности (в зимний период) Краснодарского края к 2028 году прогнозируется на уровне 5177 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,40 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности Краснодарского края в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6476–6698 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях, расположенных на территории Краснодарского края, в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 713 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций, расположенных на территории Краснодарского края, в 2028 году составит 3200,7 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование Краснодарского края в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций, позволит повысить эффективность функционирования Краснодарского края.

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 981,85 км, трансформаторной мощности 5525,2 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 09.01.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и Программа перспективного развития электроэнергетики Краснодарского края на 2022–2026 годы : утверждены Распоряжением главы администрации (губернатора) Краснодарского края от 27 апреля 2021 г. № 113-р «Об утверждении Схемы и Программы перспективного развития электроэнергетики Краснодарского края на 2022–2026 годы». – Краснодар, 2021. – 71 с. – Текст : непосредственный.

4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

5. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края, территория Краснодарского края												
Белореченская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			–								
		1	PO-45-B-265		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
		3	PO-45-B-260		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Установленная мощность, всего		–	–		48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
Краснополянская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			–								
		1	PO-115-B-123		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
		2	PO-115-B-123		7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	
		3	PO-115-B-123		7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	
Установленная мощность, всего		–	–		21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6	
Малая Краснополянская ГЭС (Малая ГЭС на р. Бешенка)	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			–								
		1	К-200/685-Г2-114,3			1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	Ввод в эксплуатацию 17.05.2022
Установленная мощность, всего		–	–			1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Краснодарская ТЭЦ	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»			Газ, мазут, дизельное топливо								
		6	К-150-130		150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	
		7	T-145/160-130		145,0	145,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Модернизация в 2024 г.
		8	T-145/160-130		145,0	145,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Модернизация в 2024 г.
		9	T-145/160-130		145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	145,0	
		10, 11	ПГУ		440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1025,0	1025,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	1035,0	
ТЭЦ ЕвроХим-БМУ	ООО «ЕвроХим-Белореченские Минудобрения» г. Краснодар			Газ, мазут								
		1	ПТ-12/15-35/10м		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12/15-35/10м		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ Выселковского сахарного завода	ЗАО «Кристалл»			Газ								
		1	AP-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АП-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ Динского сахарного завода	ОАО «Динсксахар»			Газ, мазут								
		1	T2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
ТЭЦ Каневского сахарного завода	ПАО «Каневсксахар»			Газ								
		1	T2-6-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ Кореновского сахарного завода	АО «Кореновсксахар»			Газ, мазут								
		1	P-6-35/5м		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	AP-6-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ТЭЦ Курганинского сахарного завода	ЗАО «Сахарный комбинат «Курганинский»			Газ, мазут								
		1	T-2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
ТЭЦ Лабинского сахарного завода	ОАО «Сахарный завод Лабинский»			Газ, мазут								
		1	T-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
ТЭЦ Ленинградского сахарного завода	ЗАО Сахар-Сыродельный комбинат «Ленинградский»			Газ								
		1	T-2-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	T-2-12		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ Тихорецкого сахарного завода	ЗАО «Сахарный комбинат Тихорецкий»			Газ								
		1	AP-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/5M		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ Новокубанского сахарного завода	ОАО «Кристалл-2»			Газ								
		1	AP-4-3		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	АП-6-5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
ТЭЦ Павловского сахарного завода	ОАО «Павловский сахарный завод»			Газ, мазут								
		1	T2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	T2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ Тбилисского сахарного завода	ЗАО «Тбилисский сахарный завод»			Газ								
		1	T2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	T2-6-2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ Тимошевского сахарного завода	ООО «Тимашевский сахарный завод»			Газ, мазут								
		1	AP-7-2,5		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
		2	AP-7-2,5		7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	
ТЭЦ Успенского сахарного завода	ЗАО «Успенский сахарник»			Газ, мазут								
		1	P-12-35		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	P-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Приазовская ТЭЦ	ООО «РН-Краснодарнефтегаз»			Газ								
		1-4	ПАЭС 2500		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		5	ГТЭС 6000		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Армавирская ТЭЦ	ООО «Межрегиональная генерирующая компания»			Газ, мазут								
		1	T-12-35/1,2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	T-12-35/1,2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ НСРЗ	АО «Новороссийский судоремонтный завод»			Газ								
		1	Wartsila 18v28SG		4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	
		2	Wartsila 18v28SG		4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	9,1	
ТЭЦ Усть-Лабинского сахарного завода	ЗАО «Сахарный завод «Свобода»			Газ, мазут								
		1	AP-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АП-6		5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	
ТЭЦ Гулькевичского сахарного завода	ОАО «Гиркубс»			Газ, мазут								
		1	P-6-35/4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	P-6-35/4		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ГПУ ETW		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	
ТЭЦ Новопокровского сахарного завода	ОАО «Викор»			Газ, мазут								
		1	6H 5464/2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	T-12-2УЗ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ КВЭП	ЗАО «РАМО-М»			Газ								
		3	TCG-220V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
ТЭЦ Краснодарского масложиркомбината	ООО «МЭЗ Юг Руси» – филиал МЖК «Краснодарский»			Газ, лузга								
		1	T-12-2УЗ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Сочинская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ, дизельное топливо								
		1	ПГУ		39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	
		2	ПГУ		39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	
		3	ПГУ		82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	82,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	160,5	
ГПЭС Кубаньжелдормаш	ЗАО «Кубаньжелдормаш»			Газ								
		1	JMC 320 GS-N.LC Jenbacher AG		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	JMC 320 GS-N.LC Jenbacher AG		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
Крымская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ								
		1	ГТЭ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТЭ-009		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭС Хоста	ООО «Хоста»			Газ								
		1	CQMA1370		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	CQNB1750		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	CQNB1750		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	CQBB1540		1,5							
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,4	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	
ТЭЦ-1 Коммунальная энергетика	ООО «КомЭнерго»			Газ								
		1	JMS-620 GS.NL-C		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		2	JMS-620 GS.NL-C		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
		3	JMS-620 GS.NL-C		2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
МГТЭС ПС Кирилловская	АО «Мобильные ГТЭС»			Дизельное топливо								
		1	FT8-3 MOBILEPAC		20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	20,5	
ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	ООО «РН-Туапсинский НПЗ»			Газ, дизельное топливо								
		1	SGT-800		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
		2	SGT-800		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
		3	SGT-800		47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	
		ПТУ-1	ПТ-12-39/13			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		ГТУ-4	ГТУ GST-800			47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		ГТУ-5	ГТУ GST-800			47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		ГТУ-6	ГТУ GST-800			47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	141,0	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0	294,0	
Ейская ТЭС	ООО «Ейская ТЭС»			Газ								
		1	Wartsila 20v34SG		8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	
		2	Wartsila 20v34SG		8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	
Адлерская ТЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, дизельное топливо								
		1	ПГУ		183,0	183,0	183,0	183,0	183,0	183,0	183,0	
		2	ПГУ		184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	184,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	367,0	367,0	367,0	367,0	367,0	367,0	367,0	
Джубгинская ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ								
		1	LMS 100PB		98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	
		2	LMS 100PB		99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	99,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	
ТЭС ГТЦ Газпром	ПАО «Газпром»			Газ								
		1	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		5	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		6	OPRA DTG-1,8/2GL		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ГПЭС Верхнебаканского ЦЗ	ОАО «Верхнебаканский цементный завод»			Газ								
		1	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		5	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		6	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		7	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		8	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		9	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		10	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		11	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		12	JGC 624 GS-N.L.		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		13	JMS 624-GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7	52,7	
МиниТЭС – винного завода «Фанагория»	ОАО «Агропромышленная фирма «Фанагория»			Газ								
		1	ЭГУ(AES 412 G/C)		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	ЭГУ(AES 412 G/C)		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Металлургическая ГПЭС	ООО «Абинский ЭМЗ»			Газ								
		1	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		2	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		3	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		4	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		5	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		6	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		7	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		8	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		9	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		10	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
		11	JMS 624 GS-N.LC		4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	48,4	
Энергоцентр Головной компании	АО «Тандер»			Газ								
		1	TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
КС Кореновская	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»			Газ								
		1	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
КС Русская	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»			Газ								
		1	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	
КС Казачья	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»			Газ								
		1	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	CUMMINS QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Ударная ТЭС	ООО «ВО «Технопромэкспорт»			Газ								
		1	ПГУ-225			225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		2	ПГУ-225			225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		3	ГТЭ-110М			110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	
Энергоцентр ст. Выселки	ООО «Сыры Кубани»			Газ								
		1	MTU 20V4000 GS		1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	
		2	MTU 20V4000 GS		1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	
ЭСН КС Краснодарская	ООО «Газпром трансгаз Краснодар»			Газ								
		1, 2	Wartsila W220SG		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	
		3, 4	Wartsila W220SG		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	
		5, 6	Wartsila W220SG		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	
		7, 8	Wartsila W220SG		2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	
Краснодарская СЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»			–								
		–	ФЭСМ			2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	Ввод в эксплуатацию 07.06.2022
Установленная мощность, всего		–	–			2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Краснодарского края

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
1	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/200 кВ мощностью 167 МВА каждый)	ПАО «Россети»	500	МВА	3×167	–	–	–	–	–	501	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1983,55	1983,55
2	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ по проектной схеме	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4249,64	1444,43
3	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с заменой Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63		Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
4	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	ПАО «Россети»	500	км	340	–	–	–	–	–	340	–	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности.	16712,90	16712,90
5	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5, АТ-2 330/115/10,5 с установкой одной дополнительной ячейки 110 кВ для подключения автотрансформатора АТ-2, подключением автотрансформатора АТ-1 к 1 СШ 330 кВ, автотрансформатора АТ-2 ко 2 СШ 330 кВ и переподключением автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полупотную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	ПАО «Россети»	330	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	479,95	468,86
6	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Создание на ПС 330 кВ Армавир устройств: – АОПО АТ-1 с действием на деление сети и ОН; – АОПО АТ-2 с действием на деление сети и ОН; – АОПО АТ-5 с действием на	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х		Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
7	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край Республика Адыгея	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6268,92	6216,90
8	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край Республика Адыгея	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	ПАО «Россети»	220	км	21	–	–	–	–	–	21		Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
9	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край Республика Адыгея	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×5,33	–	–	–	–	–	10,66	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	890,00	730,12
10	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Строительство ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2 ориентировочной протяженностью 16,5 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	16,5	–	–	–	–	–	16,5	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	393,54	388,53
11	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 220 кВ Бужора с расширением на одну ячейку 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Бужора – Джемете № 2	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	55,06	55,06
12	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 220 кВ Ново- Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электрооборудование от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново- Лабинская	ПАО «Россети»	35	х	х	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	62,54	62,54

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
13	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ВЛ 35 кВ Усть- Лабинская (УЦ)-Откормбаза, ВЛ 35 кВ Усть-Лабинская-220- Сельхозтехника, ВЛ 35 кВ Усть- Лабинская 2 – Усть-Лабинская-220 для перевода части нагрузки 35 кВ ПС 220 кВ Усть-Лабинск на ПС 220 Ново-Лабинская	ПАО «Россети Кубань»	35	х	х	–	–	–	–	–	х	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	–	–
14	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 220 кВ Брюховецкая с установкой третьего автотрансформатора 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	125	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы	1080,25	1070,26
15	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Киевская – Чекон на Ударную ТЭС ориентировочной протяженностью 5,06 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×5,06	–	–	–	–	–	10,12	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2236,78	395,73
16	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная Промзона I, II цепи ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети»	220	км	2×5,5	–	–	–	–	–	11	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	253,49	215,98
17	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×0,2	–	–	–	–	–	0,4	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	4,33	4,33
18	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ АПК с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	234,45	234,45

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
19	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новониколаевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 2,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 4 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×4	–	–	–	–	–	8	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	104,26	104,26
20	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Очистные сооружения с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	721,01	663,53
21	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	151,49	151,49
22	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Апшеронская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
23	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Гулькевичи с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
24	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Дивная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
25	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Армавирская ТЭЦ с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
26	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ладожская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98
27	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кореновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
28	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Рассвет с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	101,52	101,52
29	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Выселки с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
30	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Сочинские электрические сети) с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 3,2 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	6,3	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	58,06	58,06

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
31	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Волконка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА и трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	234,45	234,45
32	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Головинка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	119,28	119,28
33	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Джубга с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	151,49	151,49
34	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Каменка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	151,49	151,49
35	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лоо с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	196,59	196,59
36	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новомихайловская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	196,59	196,59

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
37	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Сочинские электрические сети) с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	164,70	164,70
38	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ленинградская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
39	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск-2 с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	98,30	98,30
40	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Моревская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,03	203,03
41	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старощербиновская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,03	203,03
42	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кушевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
43	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Забойская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,03	203,03
44	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Красноармейская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98
45	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старотитаровская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	119,28	119,28
46	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Темрюк с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98
47	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ханьковская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98
48	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
49	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лабинск-1 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
50	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Лабинск-2 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	151,49	151,49
51	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Андреедмитриевская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	77,51	77,51
52	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Родниковская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98
53	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ ДСК с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/6 кВ 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	196,59	196,59
54	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северо-Западная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	151,49	151,49

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
55	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Широкая Балка с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	75,74	75,74
56	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,03	203,03
57	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Раевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
58	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Береговая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	119,28	119,28
59	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Дивноморская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,03	203,03
60	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Холмская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	802,41	802,41

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
61	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Абинская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
62	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Крымская ПТФ с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	119,28	119,28
63	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Водозабор (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	104,00	104,00
64	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	136,62	136,62
65	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ ВНИИрис с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98
66	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Западная- 2 с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	186,49	186,49

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
67	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кислородный завод с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	196,59	196,59
68	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Парфюмерная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	196,59	196,59
69	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ РИП с установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	178,09	178,09
70	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Юго- Восточная с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 10 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2026	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	408,69	408,69
71	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Динская с установкой третьего трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	474,88	457,34
72	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мартанская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,03	203,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
73	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ильская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
74	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Северская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98
75	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Пашковская с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	2026	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	318,89	316,80
76	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т- 2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	202,28	202,28
77	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Свинокомплекс с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98
78	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тимашевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
79	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Мясокомбинат с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	203,03	203,03
80	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Дальняя с заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА на трансформаторы 35/6 кВ и 110/6 кВ с мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	448,54	448,54
					35	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16				
81	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Новомышастовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	155,03	155,03
82	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с установкой четвертого трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	184,00	184,00
83	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Старокорсунская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	637,33	631,33
84	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Адлер с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1046,19	658,36

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
85	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Кудепста с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	879,74	460,80
86	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Славянская с заменой трансформатора Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	98,30	98,30
87	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Атамановская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	101,52	101,52
88	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Тепличная с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	59,63	59,63
89	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Сукко с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	75,74	75,74
90	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Ейск с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	98,30	98,30

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
91	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Вышестеблиевская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	428,58	428,58
92	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Калининская с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	104,00	104,00
93	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Краснодарские электрические сети) с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	117,23	117,23
94	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Джемте с заменой трансформаторов Т-2 110/35/6 кВ и Т-3 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформаторы 110/35/6 кВ и 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	218,56	218,56
95	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 110 кВ Туапсе с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА и установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	3×25	–	–	–	–	–	75	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	356,03	356,03

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
96	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Южная (Юго-Западные электрические сети) с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой третьего трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×40 1×6,3	–	–	–	–	–	86,3	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	513,16	513,16
97	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Бойко-Понура с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	77,51	77,51
98	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ ПТФ с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	119,28	119,28
99	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Отрадная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	207,98	207,98
100	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Реконструкция ПС 110 кВ Псебай с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	144,25	144,25
101	Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский край	Спрямление ВЛ 110 кВ Армавир – ЗТВС и ВЛ 110 кВ Армавирская ТЭЦ – ЗТВС с образованием ВЛ 110 кВ Армавир – Армавирская ТЭЦ №3 с отпайкой на ПС ЗТВС	ПАО «Россети Кубань»	110	км	0,48	–	–	–	–	–	0,48	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	9,03	3,15

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
102	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция КВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона с отпайками на участке от Краснодарской ТЭЦ до отпайки на ПС 110 кВ Северо-Восточная ориентировочной протяженностью 1,1 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	1,1	–	–	–	–	–	1,1	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2,65	2,65
103	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Краснодарская ТЭЦ – ОБД с отпайкой на ПС Юго-Восточная на участке от Краснодарской ТЭЦ до ПС 110 кВ ОБД ориентировочной протяженностью 5,2 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	5,2	–	–	–	–	–	5,2	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	10,52	10,52
104	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Строительство ВЛ 110 кВ Афипская – Холмская с отпайкой на ПС Северская тяговая ориентировочной протяженностью 39 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	39	–	–	–	–	–	39	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	840,83	826,97
105	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Строительство второй ВЛ 110 кВ Лорис – Старокорсунская ориентировочной протяженностью 20,5 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	–	20,5	–	–	–	20,5	2027	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	541,21	531,21
106	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ВЛ 110 кВ Староминская – Ейск I, II цепь ориентировочной протяженностью 65 км с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Кубань»	110	км	2×65	–	–	–	–	–	130	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	183,16	183,16

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
107	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Строительство ВЛ 110 кВ Ново- Лабинская – Кореновская ориентировочной протяженностью 55 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	55	–	–	–	–	–	55	2026	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	897,38	869,50
108	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Строительство участка ЛЭП 110 кВ от существующей ВЛ 110 кВ Славянская – Славянская-110 с отпайкой на ПС Протока тяговая до ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная с образованием ВЛ 110 кВ Славянская – Красноармейская с отпайками ориентировочной протяженностью 10 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	10	–	–	–	–	–	10	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	401,35	394,77
109	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Строительство ВЛ 110 кВ Советская – Лабинск-2 ориентировочной протяженностью 50,64 км	ПАО «Россети Кубань»	110	км	50,64	–	–	–	–	–	50,64	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1233,32	1198,10
110	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Реконструкция ПС 35 кВ Толстый Мыс с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ и установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Кубань»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	50	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр	527,60	527,60
111	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Геленджик – Дивноморская и ВЛ 110 кВ Геленджик - Прасковеевка до ПС 110 кВ Толстый Мыс ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая	ПАО «Россети Кубань»	110	км	–	2×5,5	–	–	–	–	11	2024	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр	1229,47	1229,47

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023– 2028				
112	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Создание на ПС 220 кВ Витаминкомбинат устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная 2 I цепь с отпайкой на ПС Военгородок с действием на ОН; – АОПО КВЛ 110 кВ Витаминкомбинат – Западная 2 II цепь с отпайками с действием на ОН	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	11,04	1,34
113	Республики Адыгея и Краснодар- ского края	Краснодар- ский край	Создание на ПС 110 кВ Центральная устройств: – САОН; – УПАСК (ПРМ) ВЛ 110 кВ Красноармейская – Центральная	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	23,92	5,25

Примечания

1 ¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2 ²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Реестр ТУ на ТП, учтенных при анализе перспективной загрузки центров питания 110 (150) кВ и выше с указанием реквизитов по каждому ТУ на ТП

Таблица В.1 – Реестр ТУ на ТП, учтенных при анализе перспективной загрузки центров питания 110 (150) кВ и выше на территории Краснодарского края с указанием реквизитов по каждому ТУ на ТП

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Бойко-Понура								
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Физ.лицо	10702-21-00686160-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Физ.лицо	10702-22-00725038-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Общество с ограниченной ответственностью «Конезавод «Олимп Кубани»	21103-22-00718704-1	26.04.2022	2022	0,10	0,15	10	0,010
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Физ.лицо	11103-22-00712238-1	22.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Физ.лицо	11103-22-00716716-1	05.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Физ.лицо	11103-21-00691926-1	17.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Муниципальное унитарное предприятие ЖКХ Нововеличковского сельского поселения муниципального образования Динской район	41103-22-00705486-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Физ.лицо	10702-22-00710868-1	15.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Физ.лицо	11103-22-00702312-1	03.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Бойко-Понура	Физ.лицо	11103-22-00713890-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Гречаная Балка								
ПС 110 кВ Гречаная Балка	Физ.лицо	10702-21-00635252-1	28.05.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Гречаная Балка	Физ.лицо	10702-21-00673002-1	04.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Гречаная Балка	Физ.лицо	10702-21-00672984-1	04.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Гречаная Балка	Общество с ограниченной ответственностью «Земля Кубани»	20702-22-00714616-1	31.03.2022	2022	0,12	0,03	0,4	0,012
ПС 110 кВ Гречаная Балка	Физ.лицо	40702-22-00718518-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Калининская								
ПС 110 кВ Калининская	Физ.лицо	40702-22-00712210-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Калининская	Индивидуальный предприниматель Мартиросян Оганес Викторович	20702-22-00724322-1	11.05.2022	2023	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Новониколаевская								
ПС 110 кВ Новониколаевская	Общество с ограниченной ответственностью «Земля Кубани»	20702-21-00620500-1	12.03.2021	2022	0,07	0,00	0,4	0,007
ПС 110 кВ Новониколаевская	Индивидуальный предприниматель Налетов Андрей Сергеевич	20702-21-00653762-1	26.08.2021	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Новониколаевская	Физ.лицо	10702-22-00726516-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новониколаевская	Физ.лицо	10702-22-00726752-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новониколаевская	Физ.лицо	10702-22-00723568-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новониколаевская	Физ.лицо	10702-22-00708848-1	05.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новониколаевская	Индивидуальный предприниматель Пугачев Сергей Владимирович	20702-22-00723132-1	13.05.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новониколаевская	Физ.лицо	10702-22-00726732-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новониколаевская	Физ.лицо	10702-22-00715622-1	27.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская								
ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	Индивидуальный предприниматель Язловецкий Андрей Григорьевич	20704-21-00625048-1	26.03.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	Физ.лицо	20704-21-00645630-1	28.06.2021	2022	0,09	0,02	0,4	0,009
ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	Индивидуальный предприниматель Баскаков Александр Андреевич	20704-21-00695618-1	10.01.2022	2022	0,08	0,00	0,4	0,008
ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	Физ.лицо	10704-22-00714406-1	28.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Приморско-Ахтарская	Физ.лицо	10704-22-00710512-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Свинокомплекс								
ПС 110 кВ Свинокомплекс	Физ.лицо	20705-21-00628824-1	12.04.2021	2022	0,06	0,00	0,4	0,006

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Тимашевская								
ПС 110 кВ Тимашевская	Министерство транспорта и дорожного хозяйства Краснодарского края	40705-20-00566756-1	23.07.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Тимашевская	Физ.лицо	10705-21-00689946-1	16.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Тимашевская	Физ.лицо	10705-21-00684514-1	29.11.2021	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Тимашевская	Физ.лицо	10705-22-00710296-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Тимашевская	Физ.лицо	10705-22-00710284-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Тимашевская	Физ.лицо	10705-22-00715896-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Тимашевская	Физ.лицо	10705-22-00721416-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Тимашевская	Физ.лицо	10705-22-00728176-1	24.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Тимашевская	Физ.лицо	20705-21-00695642-1	01.02.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Тимашевская	Физ.лицо	10705-22-00703806-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Атамановская								
ПС 110 кВ Атамановская	Физ.лицо	40604-21-00689766-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Атамановская	Физ.лицо	40604-22-00700270-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Атамановская	Физ.лицо	40604-22-00710142-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Атамановская	Физ.лицо	10604-22-00703974-1	01.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Атамановская	Акционерное общество «Почта России»	40604-22-00704064-1	22.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Атамановская	Физ.лицо	10604-22-00719462-1	28.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Атамановская	Физ.лицо	10604-22-00721580-1	05.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-22-00707114-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-22-00707608-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	10604-22-00716010-1	11.04.2022	2022	0,01	0,00	0,22	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	10604-22-00715934-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	10604-22-00715972-1	11.04.2022	2022	0,01	0,00	0,22	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-22-00718428-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-22-00720670-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-22-00721614-1	19.05.2022	2022	0,01	0,00	0,22	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-22-00722262-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-22-00722752-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-22-00724532-1	27.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-22-00726730-1	01.06.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	40604-21-00689034-1	14.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	10604-22-00717744-1	19.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	10604-22-00722246-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	10604-22-00722720-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	10604-22-00722698-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Труд	Физ.лицо	10604-22-00727810-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Новопластуновская	Физ.лицо	10604-22-00715224-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Павловская								
ПС 110 кВ Павловская	ИП Довженко Сергей Николаевич	40604-22-00724404-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Павловская	Физ.лицо	40604-21-00687840-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Павловская	Физ.лицо	10604-21-00688388-1	15.12.2021	2022	0,01	0,00	0,22	0,001
ПС 110 кВ Павловская	Физ.лицо	10604-21-00686118-1	02.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Павловская	Физ.лицо	10604-21-00690134-1	24.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Павловская	Физ.лицо	10604-22-00720698-1	22.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Павловская	Физ.лицо	10604-22-00722130-1	29.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Веселовская	Акционерное общество «Почта России»	40604-22-00704508-1	22.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 35 кВ Веселовская	Акционерное общество «Почта России»	40604-22-00704510-1	22.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 35 кВ Веселовская	ИП Глава крестьянско-фермерского хозяйства Барсук Татьяна Леонтьевна	40604-22-00714204-1	13.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 35 кВ Комсомолец	Физ.лицо	40604-22-00698268-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Комсомолец	Физ.лицо	10604-22-00714280-1	31.03.2022	2022	0,01	0,00	0,22	0,001
ПС 35 кВ Комсомолец	Физ.лицо	10604-22-00715690-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Комсомолец	Физ.лицо	10604-22-00722770-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Комсомолец	Физ.лицо	10604-22-00725354-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 35 кВ Комсомолец	ИП Глава КФХ Дьяченко Сергей Николаевич	40604-22-00706376-1	03.03.2022	2022	0,06	0,04	10	0,006
ПС 35 кВ Комсомолец	Физ.лицо	40604-22-00715644-1	07.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Комсомолец	Физ.лицо	10604-22-00718442-1	15.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новопокровская								
ПС 110 кВ Новопокровская	Физ.лицо	40603-21-00685104-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новопокровская	Физ.лицо	10603-22-00715150-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новопокровская	Физ.лицо	40603-22-00715426-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новопокровская	ИП Мусаелян Арпик Рудольфовна	40603-22-00717254-1	18.04.2022	2022	0,01	0,00	0,22	0,001
ПС 110 кВ Новопокровская	ИП Шинкаренко Сергей Геннадьевич	20603-22-00722432-1	23.05.2022	2022	0,07	0,07	0,4	0,007
ПС 110 кВ Новопокровская	Физ.лицо	10603-22-00727186-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новопокровская	Физ.лицо	10603-22-00729748-1	30.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новопокровская	Физ.лицо	10603-22-00699570-1	28.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новопокровская	Физ.лицо	10603-22-00707624-1	02.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новопокровская	Физ.лицо	10603-22-00724446-1	24.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новопокровская	Физ.лицо	10603-22-00726302-1	23.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Заречная	Физ.лицо	10603-22-00724196-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Муниципальное бюджетное учреждение Новопокровского района «Отдел капитального строительства»	20603-21-00665970-1	12.11.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 35 кВ Метеор	Публичное акционерное общество «Ростелеком»	20603-21-00687620-1	15.12.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	40603-21-00692458-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Метеор	ИП Кудлай Андрей Сергеевич	20603-22-00706158-1	09.03.2022	2022	0,06	0,00	0,4	0,006
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-22-00718172-1	18.04.2022	2022	0,01	0,00	0,22	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Администрация Новопокровского сельского поселения Новопокровского района	40603-22-00720606-1	17.05.2022	2022	0,01	0,00	0,22	0,001
ПС 35 кВ Метеор	ИП Генералова Ольга Вячеславовна	20603-22-00698522-1	07.02.2022	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-21-00689118-1	17.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-22-00703006-1	22.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-22-00704504-1	03.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-22-00710124-1	16.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-22-00712318-1	30.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-22-00713648-1	25.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-22-00713594-1	28.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-22-00721250-1	25.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Метеор	Физ.лицо	10603-22-00724212-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Ильинская	Администрация Ильинского сельского поселения Новопокровского района	40603-21-00693816-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 35 кВ Ильинская	Физ.лицо	10603-22-00718022-1	19.04.2022	2022	0,01	0,00	0,22	0,001
ПС 35 кВ Ильинская	Физ.лицо	10603-22-00712020-1	18.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Ильинская	Физ.лицо	10603-22-00712712-1	12.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Ильинская	Физ.лицо	10603-22-00717540-1	15.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 35 кВ Ильинская	Физ.лицо	10603-22-00719228-1	25.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Очистные сооружения								
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Физ.лицо	20401-21-00628168-1	14.04.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Индивидуальный предприниматель Черкасский Евгений Васильевич	20401-21-00652602-1	23.07.2021	2022	0,07	0,00	0,4	0,007
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Индивидуальный предприниматель Черкасский Лев Евгеньевич	20401-21-00663822-1	03.09.2021	2022	0,08	0,00	0,4	0,008
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Физ.лицо	40401-21-00686850-1	07.12.2021	2022	0,02	0,00	10	0,002
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Физ.лицо	40401-22-00704292-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Физ.лицо	10401-22-00709976-1	16.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Физ.лицо	40401-22-00703618-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Физ.лицо	10401-22-00701952-1	09.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Физ.лицо	10401-22-00710114-1	04.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Очистные сооружения	Индивидуальный предприниматель Гулькова Зоя Ивановна	20401-22-00706540-1	14.03.2022	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Промзона								
ПС 110 кВ Промзона	Общество с ограниченной ответственностью «Родник»	20401-19-00496484-1	29.04.2019	2023	0,20	0,00	10	0,020
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-21-00639572-1	25.06.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-21-00639696-1	09.06.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	20401-21-00646718-1	30.06.2021	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-21-00670290-1	04.10.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-21-00671414-1	08.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	20401-21-00676682-1	02.11.2021	2022	0,08	0,02	0,4	0,008
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00707156-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	40401-21-00693464-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00722264-1	29.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00721358-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00724768-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00723754-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00707980-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00710330-1	15.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00720622-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00724836-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Публичное акционерное общество «Вымпел-Коммуникации»	10401-22-00717100-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00723786-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Индивидуальный предприниматель Владимирова Татьяна Викторовна	40401-22-00699954-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00724736-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00721372-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00724826-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00719982-1	21.04.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00723732-1	20.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	40401-22-00715256-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Общество с ограниченной ответственностью «Стоун»	20401-22-00705510-1	24.02.2022	2022	0,12	0,03	10	0,012
ПС 110 кВ Промзона	Индивидуальный предприниматель Богдан Александр Васильевич	40401-21-00693994-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00722536-1	04.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00710132-1	18.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00703336-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00724892-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00715102-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00713998-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00724864-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00716982-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00723882-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00717630-1	20.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00724842-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00724756-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00724780-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00725462-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00703360-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00698760-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00710738-1	30.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00719054-1	23.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Промзона	Физ.лицо	10401-22-00706552-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Апшеронская	Физ.лицо	40407-20-00584842-1	24.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Апшеронская	Физ.лицо	40407-20-00589016-1	19.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Апшеронская	Физ.лицо	10407-21-00681458-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Гулькевичи								
ПС 110 кВ Гулькевичи	Индивидуальный предприниматель Жарков Роман Андреевич	20305-21-00623002-1	24.03.2021	2022	0,15	0,00	6	0,015
ПС 110 кВ Гулькевичи	Индивидуальный предприниматель Жарков Роман Андреевич	20305-21-00623048-1	24.03.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Гулькевичи	Физ.лицо	10305-21-00685956-1	07.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Гулькевичи	Физ.лицо	10305-21-00685938-1	28.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Гулькевичи	Физ.лицо	10305-21-00687960-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Гулькевичи	Физ.лицо	10305-21-00687970-1	21.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Гулькевичи	Индивидуальный предприниматель Гугосян Самвел Мамрикович	20305-22-00710168-1	22.03.2022	2022	0,15	0,15	6	0,015
ПС 110 кВ Гулькевичи	Индивидуальный предприниматель Юдченко Виталий Юрьевич	20305-22-00716890-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная								
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-21-00679120-1	10.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-22-00719230-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-22-00716868-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-22-00699528-1	09.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-21-00691546-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-21-00691494-1	13.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-22-00723296-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-22-00721922-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-22-00698032-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-21-00695402-1	11.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Речная	Физ.лицо	10302-22-00717496-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Дивная								
ПС 110 кВ Дивная	Муниципальное бюджетное учреждение «Управление капитального строительства и единого заказчика муниципального образования Успенский район»	40304-22-00702470-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Дивная	Физ.лицо	10304-22-00718640-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная								
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	40303-21-00628040-1	28.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Гапланов Максим Григорьевич	20303-21-00681344-1	24.11.2021	2022	0,11	0,02	0,4	0,011
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Ароян Лермонд Григорьевич	20303-21-00682022-1	16.11.2021	2022	0,11	0,15	0,4	0,011
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-21-00685976-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Травушкин Антон Александрович	20303-21-00695178-1	17.01.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Есоян Владимир Сетракович	20303-22-00722254-1	04.05.2022	2022	0,12	0,02	0,4	0,012
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00723310-1	20.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00720830-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00725404-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00708244-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-21-00691116-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Агамалян Вячеслав Арнольдович	20303-22-00708882-1	21.03.2022	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Дудолин Александр Александрович	20303-22-00718552-1	15.04.2022	2022	0,05	0,05	0,4	0,005

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Отрадная	Государственное казенное учреждение Краснодарского края «Управление по обеспечению пожарной безопасности, предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и гражданской обороне»	40303-22-00707812-1	23.05.2022	2023	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00726136-1	19.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Каплянян Вазген Вачаканович	20303-21-00691224-1	21.01.2022	2022	0,01	0,03	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-21-00691730-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00720654-1	28.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Арутюнян Сергей Вячеславович	40303-22-00718528-1	25.04.2022	2022	0,07	0,02	0,4	0,007
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00715414-1	04.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Публичное акционерное общество «Вымпел-Коммуникации»	40303-22-00701836-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00712034-1	22.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Хроян Хнкабер Грандовна	20303-22-00721720-1	04.05.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-21-00692152-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00725636-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-21-00695256-1	13.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Общество с ограниченной ответственностью «Агропромышленная компания «Аметист»	20303-22-00706594-1	25.02.2022	2022	0,10	0,05	0,4	0,010
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	40303-22-00717880-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-21-00688916-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	40303-21-00691018-1	11.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00714952-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Леванов Вячеслав Семёнович	20303-22-00709678-1	10.03.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00719152-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Есоян Галина Погосовна	20303-22-00703842-1	18.02.2022	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00717736-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00728154-1	25.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00720226-1	20.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-21-00690940-1	22.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Дудолин Александр Александрович	40303-22-00722418-1	27.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-21-00690396-1	21.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00717906-1	18.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Леванов Семен Вячеславович	20303-22-00699290-1	01.02.2022	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Отрадная	Физ.лицо	10303-22-00698008-1	25.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Отрадная	Индивидуальный предприниматель Кочоян Артур Алексанович	40303-22-00704742-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер								
ПС 110 кВ Адлер	Общество с ограниченной ответственностью «Оптим-Строй»	20202-20-00565876-1	18.06.2020	2022	0,14	0,00	0,4	0,014
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	20202-20-00580384-1	31.08.2020	2022	0,40	0,00	0,4	0,040
ПС 110 кВ Адлер	Индивидуальный предприниматель Джюева Любовь Борисовна	40202-20-00590358-1	14.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Непосредственная форма правления жилым домом по ул. Просвещения, д. 116А (Председатель Темиров А.В.)	10202-20-00604110-1	17.12.2020	2022	0,05	0,00	0,4	0,005

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Адлер	Индивидуальный предприниматель Белозерский Михаил Серопович	20202-21-00610962-1	25.01.2021	2022	0,12	0,00	10	0,012
ПС 110 кВ Адлер	Индивидуальный предприниматель Торосян Роза Гагиковна	20202-21-00621234-1	16.03.2021	2023	0,25	0,00	10	0,025
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	20202-21-00629370-1	22.04.2021	2023	0,03	0,01	0,4	0,003
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	20202-21-00643830-1	29.06.2021	2023	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	20202-21-00643880-1	29.06.2021	2023	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	20202-21-00645124-1	29.06.2021	2023	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Адлер	Индивидуальный предприниматель Хачатрян Левон Альбертович	10202-21-00646634-1	30.06.2021	2022	0,03	0,01	0,4	0,003
ПС 110 кВ Адлер	Общество с ограниченной ответственностью «Известия Хилл»	20202-21-00656532-1	04.08.2021	2022	0,38	0,00	0,4	0,038
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	10202-21-00669110-1	27.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Индивидуальный предприниматель Текнеджян Гарик Размирович	20202-21-00676292-1	21.10.2021	2023	0,16	0,00	0,4	0,016
ПС 110 кВ Адлер	Индивидуальный предприниматель Торосян Каринэ Арменаковна	20202-22-00700090-1	10.03.2022	2022	0,12	0,00	0,4	0,012
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	10202-22-00712660-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	10202-22-00724820-1	16.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	40200-22-00708550-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	20202-22-00711664-1	18.05.2022	2023	0,20	0,00	0,4	0,020
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	20202-22-00712598-1	20.04.2022	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	10202-22-00696518-1	13.01.2022	2024	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	10202-21-00693054-1	23.12.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Общество с ограниченной ответственностью «Динские колбасы»	20202-22-00708968-1	11.04.2022	2023	0,15	0,15	0,4	0,015
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	40202-22-00719466-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Кещян Р.С., председатель НФП жд по ул. Ленина, д. 180а (председатель Кещян Р.С.)	20202-22-00714774-1	31.03.2022	2022	0,07	0,02	0,4	0,007
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	40202-22-00707368-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	10202-22-00714510-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Общество с ограниченной ответственностью «Т2 Мобайл» Сочи	40202-22-00705120-1	11.04.2022	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Адлер	Общество с ограниченной ответственностью «ИНЕРТ ТРАНС»	40202-22-00696664-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Общество с ограниченной ответственностью «Мурена»	20202-22-00711596-1	18.03.2022	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Адлер	Акционерное общество «Русские Башни»	40202-22-00720576-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Адлер	Физ.лицо	10202-22-00724810-1	13.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Адлер	Акционерное общество «Русские Башни»	40202-22-00707694-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)								
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	Физ.лицо	20205-12-00068114-1	02.03.2012	2022	0,05	0,01	0,4	0,005
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40205-19-00526672-1	03.10.2019	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	ООО фирма «ТОРЕС»	20205-20-00584838-1	09.10.2020	2022	0,50	0,73	6	0,050
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	Физ.лицо	10205-21-00647734-1	28.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	Физ.лицо	40205-21-00616876-1	30.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	Физ.лицо	10205-21-00662184-1	26.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	Физ.лицо	10205-21-00676050-1	19.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью фирма «Торес»	20205-21-00687008-1	03.12.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	Физ.лицо	10205-22-00724784-1	17.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Водозабор (СЭС)	Физ.лицо	20205-21-00691154-1	17.12.2021	2022	0,04	0,00	0,4	0,004
ПС 110 кВ Волконка								
ПС 110 кВ Волконка	Гаражный кооператив «Кольцевой»	20204-11-00036946-1	24.08.2011	2022	0,05	0,01	0,4	0,005
ПС 110 кВ Волконка	ООО «Чайка Премиум Плюс»	20204-12-00077800-1	28.05.2012	2022	0,60	0,00	10	0,060

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-13-00133542-1	16.08.2013	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Волконка	Акционерное общество «Крайжилкомресурс»	20204-13-00152348-1	26.12.2013	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-15-00240730-1	26.05.2015	2023	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Волконка	Муниципальное унитарное предприятие муниципального образования городской округ город-курорт Сочи Краснодарского края «Водоканал»	20204-19-00512764-1	23.08.2019	2023	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-20-00577778-1	21.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40204-20-00582814-1	18.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-20-00589314-1	12.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Общество с ограниченной ответственностью «Эра-2004»	10204-20-00591602-1	06.11.2020	2022	0,03	0,03	0,4	0,003
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-20-00594766-1	14.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-20-00598550-1	27.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-20-00599852-1	07.12.2020	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Общество с ограниченной ответственностью «СМУ-77»	20204-20-00606508-1	06.01.2021	2022	0,12	0,01	0,4	0,012
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-20-00608218-1	11.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00613028-1	02.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10200-21-00619842-1	12.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00620738-1	11.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00621412-1	25.03.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Индивидуальный предприниматель Карайченцев Павел Сергеевич	20204-21-00624042-1	06.04.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Волконка	Индивидуальный предприниматель Цоцория Лидия Петровна	20204-21-00628634-1	15.04.2021	2022	0,12	0,09	0,4	0,012
ПС 110 кВ Волконка	Индивидуальный предприниматель Закарян Армине Ашотовна	20204-21-00628752-1	22.04.2021	2022	0,12	0,02	0,4	0,012
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00635098-1	19.05.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00635716-1	24.05.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Общество с ограниченной ответственностью «Деловой мир»	20204-21-00636358-1	28.05.2021	2022	0,06	0,00	0,4	0,006
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00652598-1	22.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Товарищество собственников недвижимости «Сьянова 16»	20204-21-00638842-1	01.06.2021	2022	0,06	0,00	0,4	0,006
ПС 110 кВ Волконка	Товарищество собственников недвижимости «Сьянова 16»	20204-21-00638872-1	01.06.2021	2022	0,04	0,00	0,4	0,004
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-21-00636438-1	26.05.2021	2022	0,04	0,04	0,4	0,004
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00639432-1	18.06.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-21-00647806-1	19.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-21-00646214-1	02.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00644120-1	19.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-21-00647946-1	19.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-21-00668422-1	19.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-21-00667726-1	19.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00694166-1	13.01.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-21-00664376-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-21-00666394-1	08.09.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00663784-1	09.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-21-00670452-1	04.10.2021	2022	0,13	0,00	0,4	0,013
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-21-00670640-1	04.10.2021	2022	0,10	0,05	0,4	0,010
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00668418-1	17.09.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-21-00670374-1	04.10.2021	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00672578-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00697984-1	24.01.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00677064-1	10.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-21-00679858-1	17.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-21-00671896-1	04.10.2021	2022	0,11	0,00	0,4	0,011
ПС 110 кВ Волконка	Общество с ограниченной ответственностью «МАНА»	40203-21-00690078-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00682924-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00689200-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-21-00684702-1	22.11.2021	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-21-00687500-1	21.01.2022	2023	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00682020-1	17.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Индивидуальный предприниматель Габриелян Армен Парсаданович	20204-21-00683486-1	19.11.2021	2022	0,09	0,02	0,4	0,009
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-22-00699272-1	17.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Индивидуальный предприниматель Платонова Елена Григорьевна	20204-21-00687768-1	14.12.2021	2023	0,09	0,03	0,4	0,009
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00695604-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Индивидуальный предприниматель Акинфиев Вадим Александрович	40204-21-00686608-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Индивидуальный предприниматель Саакян Альберт Альфредович	20204-21-00684532-1	26.11.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-22-00712012-1	01.04.2022	2023	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00711158-1	22.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-21-00690006-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00709434-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00717966-1	11.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Публичное акционерное общество «Ростелеком»	40204-22-00713798-1	30.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Волконка	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Сочинский национальный парк»	40204-22-00699502-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Индивидуальный предприниматель Учадзе Леван Эдисонович	20201-21-00695312-1	12.01.2022	2023	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00715726-1	05.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Общество с ограниченной ответственностью «Тополь»	20204-22-00719402-1	20.04.2022	2022	0,04	0,04	0,4	0,004
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00724170-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-22-00721368-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00721352-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-22-00722100-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-22-00718094-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00703826-1	05.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00718550-1	25.04.2022	2023	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00719502-1	19.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00712198-1	25.04.2022	2023	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-22-00721078-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00727598-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00704856-1	17.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00723098-1	29.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00711186-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Муниципальное бюджетное учреждение муниципального образования городской округ город-курорт Сочи Краснодарского края «Муниципальный институт генплана»	40204-22-00706598-1	16.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00717784-1	18.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00724242-1	12.05.2022	2023	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-22-00720868-1	26.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00721116-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00725158-1	17.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00701742-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Сочинский национальный парк»	40204-22-00699364-1	02.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00707546-1	01.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-22-00711204-1	22.03.2022	2022	0,07	0,00	0,4	0,007
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-21-00695876-1	14.01.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00701220-1	03.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00697196-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00716042-1	04.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00704002-1	02.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00725388-1	16.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00707520-1	01.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	10204-22-00716608-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	40204-22-00697832-1	09.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Волконка	Физ.лицо	20204-22-00712038-1	31.03.2022	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Головинка								
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-20-00580510-1	26.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Публичное акционерное общество «Вымпел-Коммуникации»	40203-21-00629988-1	27.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-21-00627046-1	18.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-21-00647336-1	16.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-21-00673874-1	11.10.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-21-00661230-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	20203-21-00668800-1	29.09.2021	2022	0,04	0,01	0,4	0,004
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	40203-21-00688652-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	40203-22-00718860-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	40203-22-00719316-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	40203-22-00718188-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-22-00698216-1	24.01.2022	2023	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	40203-22-00724704-1	27.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-22-00722860-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-22-00714924-1	01.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-22-00707698-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	40203-22-00722184-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-22-00717198-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-22-00700430-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10204-22-00716448-1	04.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	40203-22-00722578-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-22-00727576-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-22-00719448-1	25.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Головинка	Физ.лицо	10203-22-00726430-1	27.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга								
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-18-00430304-1	06.03.2018	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-19-00494914-1	22.04.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-19-00527042-1	26.09.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	20205-19-00530802-1	03.10.2019	2022	0,05	0,05	0,4	0,005
ПС 110 кВ Джубга	Администрация Джубгского городского поселения Туапсинского района	20205-19-00523640-1	27.08.2019	2023	0,09	0,00	0,4	0,009
ПС 110 кВ Джубга	Общество с ограниченной ответственностью «Метлекс»	40205-20-00578046-1	26.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-20-00582068-1	03.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-20-00601780-1	17.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-20-00582570-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-20-00594094-1	24.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-20-00603872-1	21.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-20-00607744-1	28.12.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-20-00606848-1	12.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00614030-1	09.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Открытое акционерное общество «КДБ»	40205-21-00619108-1	05.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00620292-1	16.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Общество с ограниченной ответственностью «Метлекс»	40205-21-00622854-1	16.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Сельскохозяйственный потребительский перерабатывающий сбытовой кооператив «Дружный»	20205-21-00627924-1	14.04.2021	2022	0,07	0,08	0,4	0,007
ПС 110 кВ Джубга	Сельскохозяйственный потребительский перерабатывающий сбытовой кооператив «Дружный»	20205-21-00627938-1	14.04.2021	2022	0,14	0,02	0,4	0,014
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00628770-1	13.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Индивидуальный предприниматель Бескровный Александр Васильевич	20205-21-00651290-1	14.07.2021	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00655004-1	23.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00656274-1	14.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00656262-1	02.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	20205-21-00660030-1	17.08.2021	2022	0,13	0,00	0,4	0,013
ПС 110 кВ Джубга	Общество с ограниченной ответственностью «КурортИнвестСтрой-Юг»	20205-21-00659332-1	11.08.2021	2022	0,14	0,00	10	0,014
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00665138-1	06.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00661686-1	26.08.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-21-00666132-1	25.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-21-00665000-1	09.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-21-00669616-1	29.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Общество с ограниченной ответственность «Мир»	40205-21-00669484-1	21.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-22-00697020-1	24.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-21-00690834-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-21-00678006-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-21-00688806-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00683832-1	14.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00686342-1	08.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения «Туапсинская центральная районная больница № 2»	40205-21-00683818-1	22.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-21-00687266-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Общество с ограниченной ответственностью фирма «Торес»	40205-21-00688566-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00722538-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00720184-1	27.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-22-00701434-1	18.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00726184-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00720390-1	27.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	20205-22-00719504-1	04.05.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Индивидуальный предприниматель Пыдык Ирина Александровна	20205-22-00705576-1	15.03.2022	2023	0,10	0,00	10	0,010
ПС 110 кВ Джубга	Общество с ограниченной ответственностью «Северо-Кавказское Монтажное Управление»	20205-22-00727416-1	26.05.2022	2022	0,05	0,00	10	0,005
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00723710-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-22-00722182-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джубга	Общество с ограниченной ответственностью «Газпром трансгаз Краснодар»	20205-21-00694716-1	27.01.2022	2023	0,05	0,10	10	0,005
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00720962-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00728056-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00704528-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00725242-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00701404-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-22-00720900-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00717964-1	12.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00705446-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00721170-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00704048-1	11.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-22-00720482-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00699078-1	24.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-22-00719176-1	20.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00727100-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00708154-1	10.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00717446-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00705270-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-22-00726406-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-22-00727310-1	27.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00719340-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00724462-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Государственное бюджетное учреждение Краснодарского края «Управление ветеринарии Туапсинского района»	40205-22-00707648-1	18.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	40205-21-00692386-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джубга	Физ.лицо	10205-22-00721184-1	27.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка								
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-21-00687062-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00687646-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00687654-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00687728-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-21-00688018-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00688006-1	07.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40206-21-00689758-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00688752-1	07.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00722700-1	04.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40206-22-00716194-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00688410-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00690064-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00689512-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-21-00687088-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-21-00688138-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00688298-1	18.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00694674-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-21-00688148-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00688506-1	09.12.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00691152-1	15.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00691468-1	01.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00688016-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00708390-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00726578-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00729488-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00703822-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00713516-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Гаражный потребительский кооператив «Золотник»	20202-22-00717840-1	14.04.2022	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Каменка	Общество с ограниченной ответственностью «АльфаЭнергоПроект»	40202-21-00696396-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00724194-1	18.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40206-22-00696958-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Индивидуальный предприниматель Хруцкий Владислав Витальевич	20202-22-00703708-1	28.02.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00711242-1	30.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00724936-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00695898-1	17.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00700242-1	01.02.2022	2023	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00709392-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00721730-1	04.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00692578-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00708922-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10207-22-00710286-1	08.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00706074-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00722452-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00691944-1	14.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00697238-1	18.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00719472-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00692262-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00708124-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00723238-1	17.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00697058-1	02.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00697598-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00716860-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00727390-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00714066-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00716970-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-21-00695082-1	13.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00705296-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00720806-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	20202-22-00712358-1	23.03.2022	2022	0,14	0,02	10	0,014
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00714080-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00697344-1	20.01.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00724712-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00724654-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00699688-1	25.03.2022	2024	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00699698-1	25.03.2022	2024	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00729500-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00697160-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40200-22-00721208-1	04.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00701938-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00702196-1	09.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00704840-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00697400-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00697602-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	20202-22-00720100-1	21.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-21-00692896-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Индивидуальный предприниматель Бородулин Евгений Михайлович	20202-21-00695472-1	26.01.2022	2023	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00704336-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00696538-1	14.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00718946-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00719278-1	25.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00728278-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40206-22-00714858-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00724772-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00725444-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00707388-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10200-22-00724610-1	27.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00700716-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00718724-1	14.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00720286-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00725468-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00691298-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00720096-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00724710-1	13.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00703600-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00720816-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00717564-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00713822-1	31.03.2022	2024	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00719790-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00707370-1	04.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00728680-1	24.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00719696-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00722470-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00713102-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00704766-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	20202-22-00719182-1	26.04.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00712448-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Индивидуальный предприниматель Гулер Юрий Семенович	20202-22-00699664-1	16.02.2022	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00724776-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00708868-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00714206-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10200-22-00721234-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10200-22-00725748-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00691274-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00703872-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00714574-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00723648-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00723804-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10200-22-00697732-1	24.01.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Религиозная организация «Сочинская Епархия русской Православной Церкви (Московский Патриархат)»	20202-22-00707696-1	19.04.2022	2022	0,10	0,05	10	0,010
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00716986-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00699708-1	25.03.2022	2024	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00721604-1	11.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00722838-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00701930-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00720204-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00724954-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00720578-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00724686-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00696672-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Публичное акционерное общество «Ростелеком»	40202-22-00725696-1	23.05.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00717460-1	15.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00725892-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00725188-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-21-00692416-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00715534-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00704988-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00708654-1	09.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00700122-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00711644-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00718110-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Автономная некоммерческая организация помощи лицам, попавшим в трудные жизненные ситуации «Надежда»	40202-22-00722962-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00727566-1	20.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00714336-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00714100-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00717562-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00727970-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00708688-1	05.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00717390-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10200-22-00719000-1	15.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00724720-1	18.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00708210-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00717350-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-21-00694316-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00724500-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00703258-1	11.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00708608-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00719922-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00712952-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00724744-1	13.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00724782-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00697748-1	24.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00705260-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00721344-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00717718-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10206-22-00714548-1	27.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Общество с ограниченной ответственностью «АльфаЭнергоПроект»	40202-22-00698284-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00714984-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00725400-1	26.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00706796-1	25.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00697408-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00709214-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00699126-1	28.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00709044-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00706650-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00719698-1	20.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00719212-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40206-22-00728082-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00699800-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	40202-22-00720382-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Каменка	Физ.лицо	10202-22-00727824-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста								
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-16-00313450-1	20.06.2016	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	20202-17-00362504-1	22.03.2017	2023	0,10	0,00	0,4	0,010

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Кудепста	Департамент строительства администрации города Сочи	20206-18-00452896-1	31.07.2018	2023	0,54	0,00	0,4	0,054
ПС 110 кВ Кудепста	Департамент строительства администрации города Сочи	20202-18-00452924-1	31.07.2018	2023	0,31	0,00	0,4	0,031
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-18-00484606-1	17.01.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-19-00535780-1	06.11.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40206-20-00567182-1	22.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-20-00608570-1	15.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-21-00613640-1	08.02.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00618862-1	03.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00617954-1	31.03.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	20202-21-00622544-1	18.03.2021	2022	0,35	0,00	10	0,035
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-21-00625176-1	29.03.2021	2023	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00633766-1	11.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	20202-21-00639960-1	23.06.2021	2023	0,20	0,00	10	0,020
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00685688-1	26.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00641474-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00647236-1	02.07.2021	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Саркиян Артур Валерикович	10202-21-00654814-1	02.08.2021	2023	0,08	0,00	0,4	0,008
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Косян Арутюн Атамович	20202-21-00653892-1	21.07.2021	2023	0,08	0,07	0,4	0,008
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00659082-1	20.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Саркиян Артур Валерикович	20201-21-00654838-1	02.08.2021	2023	0,04	0,00	0,4	0,004
ПС 110 кВ Кудепста	АО «Энергосервис Кубани»	20206-21-00650270-1	16.07.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Саркиян Артур Валерикович	20201-21-00654824-1	02.08.2021	2023	0,07	0,00	0,4	0,007
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Саркиян Артур Валерикович	10202-21-00654858-1	02.08.2021	2023	0,04	0,00	0,4	0,004
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Саркиян Артур Валерикович	10202-21-00654852-1	02.08.2021	2023	0,06	0,00	0,4	0,006
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00657226-1	09.08.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Акционерное общество «Русские Башни»	40206-21-00652354-1	05.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-21-00656600-1	25.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-21-00659360-1	25.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	20200-21-00657740-1	24.08.2021	2022	0,09	0,00	0,4	0,009
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00663214-1	04.10.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	20206-21-00659424-1	07.09.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-21-00693584-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00661112-1	20.08.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00660924-1	23.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00666544-1	13.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-21-00664452-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00669018-1	29.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00680310-1	10.11.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-21-00678252-1	28.10.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00687524-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10200-21-00686534-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00685856-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-21-00688540-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Садоводческое некоммерческое товарищество «Рассвет»	20206-21-00681894-1	30.11.2021	2022	0,21	0,17	0,4	0,021
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40206-21-00686804-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Потребительский гаражно-строительный кооператив «№ 27-Кудепста»	20206-21-00695960-1	13.01.2022	2022	0,09	0,09	0,4	0,009

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722032-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-21-00687550-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722042-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00701770-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Саяпин Юрий Анатольевич	40202-22-00701178-1	09.02.2022	2024	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00703280-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Общество с ограниченной ответственностью «Управляющая компания «ВАШ ДОМ»	20202-22-00705536-1	15.03.2022	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00715802-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00706554-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Горюнов Сергей Васильевич	10206-22-00720010-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00703148-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00721546-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00715572-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00709066-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40206-22-00709516-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00725026-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722052-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00721560-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00727006-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Саркисян Арсен Альбертович	20202-21-00695868-1	12.01.2022	2024	0,14	0,02	0,4	0,014
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00718396-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Акопян Александр Гариевич	40202-22-00726518-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Акционерное общество «Почта России»	40202-22-00709616-1	05.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00709878-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722072-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00720474-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Управление Судебного департамента в Краснодарском крае	40206-21-00692520-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «РАФСТРОЙ»	20206-22-00714438-1	11.04.2022	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	20200-22-00720766-1	28.04.2022	2022	0,05	0,04	0,4	0,005
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722050-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00705860-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Саяпин Юрий Анатольевич	40202-22-00701154-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00719494-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Горюнов Сергей Васильевич	10206-22-00719998-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-22-00725924-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00704862-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00698478-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-21-00692988-1	28.12.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00707820-1	04.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00707076-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00714632-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-22-00717802-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722664-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722026-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-22-00727550-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00707322-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00704262-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00725762-1	18.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722080-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00725954-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00725110-1	12.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-22-00721028-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00704966-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-21-00690398-1	15.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00711908-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722088-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00699540-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Муниципальное казенное учреждение города Сочи «Управление капитального строительства»	20206-22-00718130-1	29.04.2022	2023	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00702078-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Общество с ограниченной ответственностью «ЮНИСТРОЙ»	20206-22-00707646-1	03.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-22-00720248-1	26.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00721702-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00727392-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00704958-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-22-00709128-1	11.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722090-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722094-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Чупрынова Елена Эдуардовна	40206-22-00726540-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Горюнов Сергей Васильевич	10206-22-00719984-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00715822-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00719570-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10206-22-00717856-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00721206-1	11.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00723074-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00714778-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Минасян Андроник Андроникович	40206-22-00701042-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Горюнов Сергей Васильевич	10206-22-00719978-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00722098-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00718068-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00703866-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00708276-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Горюнов Сергей Васильевич	10206-22-00719960-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00714030-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Шестоперов Антон Владимирович	20202-21-00693118-1	27.12.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	40202-22-00705690-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	20202-22-00710602-1	29.03.2022	2022	0,06	0,02	0,4	0,006
ПС 110 кВ Кудепста	Физ.лицо	10202-22-00728528-1	25.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Кудепста	Индивидуальный предприниматель Горюнов Сергей Васильевич	10206-22-00719940-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо								
ПС 110 кВ Лоо	Общество с ограниченной ответственностью «Механические заводы по обработке цветных металлов»	20203-14-00189688-1	29.07.2014	2023	0,20	1,03	10	0,020

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-20-00552520-1	20.02.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-20-00590856-1	27.10.2020	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00613178-1	19.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00620180-1	05.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-21-00629922-1	30.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00629794-1	19.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00644236-1	25.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00635926-1	13.05.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00647194-1	08.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00636148-1	17.05.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00649978-1	19.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00645552-1	23.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-21-00649380-1	03.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Общество с ограниченной ответственностью «Юг Дом Строй»	20203-22-00708938-1	31.03.2022	2022	0,02	0,03	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00650918-1	10.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00670176-1	12.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00649410-1	05.07.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-21-00665450-1	08.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Общество с ограниченной ответственностью «Электросбытовая компания «Ватт-Электросбыт»	20203-21-00654048-1	20.08.2021	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00657752-1	06.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00651178-1	27.07.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Индивидуальный предприниматель Торосян Ирина Эдуардовна	20203-21-00655620-1	06.08.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-21-00659422-1	24.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00654756-1	26.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00658040-1	11.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00664100-1	01.09.2021	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00665402-1	06.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00662248-1	30.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00666886-1	15.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00674520-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00681728-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Общество с ограниченной ответственностью «Юг Дом Строй»	20203-22-00699212-1	31.01.2022	2022	0,02	0,07	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-21-00673828-1	19.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00690686-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00708192-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00677268-1	20.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00688198-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00679788-1	16.11.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00681702-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00688790-1	11.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00684272-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00684280-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00684290-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00684254-1	14.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00686884-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00684270-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00684292-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00684294-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00684262-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00684296-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00685076-1	14.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Лоо	Индивидуальный предприниматель Егиян Мартин Валерикович	20203-21-00687470-1	03.12.2021	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00688044-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00692712-1	24.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00693756-1	30.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-22-00698084-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Муниципальное бюджетное учреждение муниципального образования городской округ город-курорт Сочи Краснодарского края «Сочисвет»	20203-21-00690204-1	23.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Муниципальное бюджетное учреждение муниципального образования городской округ город-курорт Сочи Краснодарского края «Сочисвет»	20203-21-00690208-1	16.12.2021	2022	0,02	0,01	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00688444-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00690436-1	14.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00690458-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00688494-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10201-21-00692536-1	24.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00705416-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00723680-1	12.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00701876-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00693784-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-21-00694162-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00722940-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10201-22-00718972-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Индивидуальный предприниматель Боджолян Андрей Аругтюнович	10203-22-00720246-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00728246-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00707700-1	10.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00725990-1	20.05.2022	2022	0,00	0,01	0,4	0,000
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-22-00719140-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00726466-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00703500-1	11.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00719868-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00726624-1	24.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Федеральное государственное унитарное предприятие «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»	40203-22-00707668-1	03.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00725274-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Сочинский национальный парк»	40203-22-00702132-1	11.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00707328-1	01.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00719014-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00719026-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00691056-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00705394-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00701332-1	01.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00703670-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40204-21-00695534-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00691932-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00696704-1	18.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00701890-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00713440-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00702250-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00725838-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00706810-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00722140-1	05.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00713020-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Муниципальное унитарное предприятие города Сочи «Сочитеплоэнерго»	20203-22-00712566-1	12.04.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00712596-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00695480-1	13.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00693788-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00719330-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00705142-1	21.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00726940-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00705212-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00726948-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00714000-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00722512-1	13.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-21-00694322-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00720694-1	28.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00728668-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00728272-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00700432-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00704892-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00722914-1	12.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00717158-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-22-00715900-1	12.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00726594-1	25.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00726664-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00695162-1	10.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00691314-1	24.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00699936-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Индивидуальный предприниматель Кдлян Андрей Русланович	40203-22-00704488-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00688664-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00724830-1	20.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00723712-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00718206-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	20203-22-00705478-1	22.03.2022	2022	0,10	0,02	10	0,010
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-21-00690764-1	21.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40204-22-00710632-1	15.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00722546-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10203-22-00726748-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	10204-22-00726100-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лоо	Физ.лицо	40203-22-00713426-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская								
ПС 110 кВ Новомихайловская	ООО «Зевс»	20205-10-00022574-1	02.08.2011	2023	0,10	0,00	10	0,010
ПС 110 кВ Новомихайловская	Общество с ограниченной ответственностью «Лесник»	20205-14-00163034-1	13.05.2014	2023	0,10	0,00	10	0,010
ПС 110 кВ Новомихайловская	Администрация Новомихайловского городского поселения Туапсинского района	20205-14-00191448-1	18.08.2014	2023	0,10	0,00	10	0,010
ПС 110 кВ Новомихайловская	Общество с ограниченной ответственностью «СК «Регионспецмонтаж»	20205-17-00377610-1	10.05.2017	2023	0,10	0,00	10	0,010
ПС 110 кВ Новомихайловская	Общество с ограниченной ответственностью «Дружба-Л»	40205-19-00542908-1	16.01.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00582472-1	08.10.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00580960-1	07.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00583314-1	08.10.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00598186-1	19.11.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00592664-1	05.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00600886-1	01.12.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00594376-1	11.11.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00598260-1	07.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00605516-1	30.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-21-00610656-1	25.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-20-00583116-1	25.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-21-00621688-1	24.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-21-00637774-1	24.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-21-00636924-1	21.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-21-00641002-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-21-00665338-1	09.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-21-00672154-1	25.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-21-00658012-1	13.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-21-00674698-1	14.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-21-00681886-1	15.12.2021	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	20205-21-00672868-1	14.10.2021	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	20205-21-00676676-1	12.11.2021	2022	0,03	0,01	0,4	0,003
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-21-00671000-1	19.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00696478-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00714634-1	01.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00724562-1	18.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00726122-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00728824-1	25.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00708998-1	10.03.2022	2023	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00700126-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00726140-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00720086-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00722466-1	04.05.2022	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10200-22-00724676-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00718142-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00700754-1	28.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00724572-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00716484-1	12.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00724580-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00719058-1	15.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00725090-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00706180-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00704812-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00707780-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00714618-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	20205-22-00725170-1	16.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00726954-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	20205-22-00707294-1	03.03.2022	2023	0,05	0,00	10	0,005
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00720982-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-21-00695716-1	08.02.2022	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Публичное акционерное общество «Ростелеком»	40205-22-00721838-1	18.05.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00705806-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	20205-22-00711770-1	18.04.2022	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00722136-1	04.05.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Администрация Новомихайловского городского поселения Туапсинского района	40205-22-00716384-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Общество с ограниченной ответственностью «Звезда»	20205-22-00702864-1	09.02.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00710520-1	17.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00704526-1	18.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00697522-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00725156-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-21-00694210-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	20205-22-00719446-1	21.04.2022	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00727200-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	40205-22-00718928-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомихайловская	Физ.лицо	10205-22-00718426-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе								
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-20-00604600-1	28.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-20-00604060-1	28.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-20-00608340-1	12.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-21-00622932-1	22.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-21-00624110-1	25.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-21-00624412-1	06.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-21-00642260-1	10.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Общество с ограниченной ответственностью «Южная фондовая компания»	20205-21-00652174-1	30.07.2021	2022	0,27	0,00	10	0,027
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-21-00665830-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-21-00669172-1	21.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10200-21-00682778-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-21-00683400-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-22-00718114-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-22-00716152-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	40205-22-00718408-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-22-00702298-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-22-00705094-1	18.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	40205-22-00704338-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	40205-22-00725020-1	16.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	40205-22-00704380-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Туапсе	Физ.лицо	10205-22-00727996-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)								
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00708004-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	ООО «Виктория 2006»	20202-11-00038287-1	07.06.2011	2024	0,17	0,00	10	0,017
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Акционерное общество «Первая Башенная Компания»	20202-17-00403794-1	19.12.2017	2022	0,07	0,07	10	0,007
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-18-00433362-1	13.03.2018	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-18-00456450-1	20.07.2018	2022	0,12	0,00	0,4	0,012
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Муселимян Аида Леоновна	20202-18-00472764-1	12.10.2018	2023	0,15	0,08	10	0,015
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «Инициатива»	20202-19-00500168-1	12.04.2019	2024	0,06	0,00	0,4	0,006
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Оганян Владик Айрапетович	30202-20-00582604-1	09.09.2020	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-20-00585738-1	30.09.2020	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-20-00585708-1	30.09.2020	2022	0,11	0,02	10	0,011
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-20-00590470-1	20.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-20-00585686-1	30.09.2020	2022	0,08	0,02	0,4	0,008
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-20-00605956-1	31.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-21-00623680-1	08.04.2021	2023	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «Алина»	20202-21-00624222-1	18.05.2021	2022	0,03	0,05	0,4	0,003
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-21-00636610-1	31.05.2021	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00665730-1	08.09.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Акционерное общество «Русские Башни»	40202-21-00651000-1	05.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «Маяк»	20202-21-00661754-1	08.10.2021	2022	0,05	0,03	0,4	0,005
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Публичное акционерное общество «МегаФон»	40202-21-00655070-1	26.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00685008-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00685278-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00659208-1	20.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Федеральное казенное предприятие «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны Российской Федерации	20202-21-00660554-1	28.09.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00661128-1	24.08.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00668556-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00666804-1	13.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00668590-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00659220-1	20.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-21-00661480-1	24.08.2021	2023	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00668594-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00659234-1	20.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00664798-1	06.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00668622-1	02.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00668638-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-21-00662860-1	30.08.2021	2022	0,09	0,02	0,4	0,009
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00668652-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-21-00663584-1	02.09.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00664786-1	06.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Текучев Сергей Михайлович	20202-21-00678248-1	28.10.2021	2023	0,07	0,02	0,4	0,007
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00668602-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00676044-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00671878-1	09.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Аведов Владимир Сергеевич	20202-21-00674862-1	11.10.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00671992-1	09.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Аведов Владимир Сергеевич	20202-21-00674884-1	11.10.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Аведов Владимир Сергеевич	20202-21-00674894-1	11.10.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00668606-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00659050-1	01.10.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Акционерное общество «Русские Башни»	40202-21-00683494-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00672060-1	09.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00671978-1	09.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00671962-1	09.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Муниципальное унитарное предприятие муниципального образования городской округ город-курорт Сочи Краснодарского края «Водоканал»	40202-21-00676940-1	02.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-21-00678126-1	28.10.2021	2022	0,09	0,00	0,4	0,009
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00681626-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00689458-1	13.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00668568-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00691348-1	13.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00684154-1	24.11.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00690082-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00693274-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00683626-1	29.11.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00700742-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Комкова Екатерина Валерьевна	20202-21-00686458-1	02.12.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00692304-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00685264-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00691364-1	21.12.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00691386-1	28.12.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00728166-1	25.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00704908-1	21.02.2022	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00703436-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «Эдельвейс»	20202-22-00715194-1	18.05.2022	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Никсарян Мариам Завеновна	40202-22-00709200-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00722110-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-22-00717576-1	05.05.2022	2023	0,07	0,02	0,4	0,007
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-22-00715962-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00717312-1	14.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Варвашян Гегам Смбаевич	20202-22-00709958-1	18.03.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00695212-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-22-00720126-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00726292-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «СочиСтрой»	10202-22-00720904-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00704924-1	21.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00725788-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00714012-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Акционерное общество «Национальная Башенная Компания»	40202-22-00724318-1	24.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью УК «Анастасия»	20202-22-00719102-1	14.04.2022	2022	0,07	0,02	0,4	0,007
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-22-00702152-1	05.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00702732-1	17.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Акционерное общество «Русские Башни»	40202-22-00707690-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Черняковская-Романова Валерия Витальевна	40202-22-00727326-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00709248-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00721800-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00700752-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00672042-1	09.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00672054-1	09.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Непосредственная форма правления жилым домом по ул. Перелетная, д. 13/2 (председатель Сорокоумов В.В.)	20202-22-00696476-1	18.01.2022	2023	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00722508-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00722766-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00703456-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00703442-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «Т2 Мобайл» Сочи	40202-22-00710628-1	30.03.2022	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «ВТОРОЙ ЭТАЖ ПЛЮС»	40202-22-00717616-1	12.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00696656-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Карабаджаян Игорь Саркисович	40202-22-00718852-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00710558-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00694204-1	24.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00692474-1	28.12.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00720296-1	28.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-22-00724852-1	18.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-22-00710662-1	14.03.2022	2023	0,09	0,02	0,4	0,009
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00725804-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00711244-1	22.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10200-22-00706836-1	03.03.2022	2023	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00718312-1	27.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Аглушевич Марина Сергеевна	40202-22-00729274-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00705202-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00708374-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00726528-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00691720-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00700760-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00706738-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00671902-1	09.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00722398-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-20-00576220-1	27.08.2020	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-22-00722118-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00701554-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00708650-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00720612-1	28.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00727030-1	23.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00704460-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00718282-1	12.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00722066-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Машевец Нина Юрьевна	20202-22-00715148-1	14.04.2022	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00725302-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «СМБ»	40202-22-00726022-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Гагиев Виталий Иналович	20202-22-00716166-1	31.03.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Зейтунян Сергей Мигранович	20202-22-00703888-1	25.02.2022	2023	0,09	0,02	0,4	0,009
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00705458-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00703418-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00727226-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «Теннисный клуб «КОРТ»	20202-21-00635770-1	26.05.2021	2022	0,10	0,03	0,4	0,010
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Капекян Зинаида Ишхановна	20202-22-00722854-1	11.05.2022	2022	0,03	0,13	0,4	0,003
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00706780-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00715116-1	01.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Жукова Лиана Викторовна	40202-22-00697880-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00727246-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-22-00728078-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-22-00720680-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00703430-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00694254-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00703452-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-21-00691982-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Публичное акционерное общество «Ростелеком»	40202-22-00705774-1	24.02.2022	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Акименко Андрей Андреевич	20202-22-00722524-1	18.05.2022	2022	0,57	0,00	10	0,057
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Машевец Нина Юрьевна	10202-22-00715176-1	14.04.2022	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Непосредственная форма управления жилым домом по ул. Каспийская 44 Б (председатель Еманаков М.О.)	20202-21-00693156-1	17.01.2022	2023	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00722620-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00726704-1	24.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Гаражный кооператив «Связист»	40202-22-00707148-1	25.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	40202-22-00713722-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Акционерное общество «Русские Башни»	40202-22-00707692-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-22-00708958-1	10.03.2022	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00722112-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00705726-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00691960-1	17.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-22-00713118-1	23.03.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «СочиСтрой»	40202-22-00720896-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00709652-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-22-00721594-1	25.04.2022	2022	0,12	0,00	0,4	0,012
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-21-00695016-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00703408-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	20202-22-00713114-1	23.03.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00721186-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00721808-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00704896-7	03.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00714792-1	04.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Аведян Яна Александровна	40202-22-00722266-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00719814-1	06.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10202-22-00700784-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Индивидуальный предприниматель Амосова Наталья Сергеевна	20202-21-00694686-1	29.12.2021	2022	0,06	0,04	0,4	0,006
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Акционерное общество «Сочиторгтехника»	20202-22-00713340-1	25.03.2022	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Южная (СЭС)	Физ.лицо	10201-21-00695674-1	17.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ладжская								
ПС 110 кВ Ладжская	Министерство транспорта и дорожного хозяйства Краснодарского края	40804-20-00558152-1	05.06.2020	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ладжская	Администрация Вимовского сельского поселения Усть-Лабинского района	40804-20-00581148-1	03.09.2020	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	10804-21-00688022-1	07.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	10804-22-00707380-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	10804-22-00713782-1	25.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ладжская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40804-22-00723700-1	12.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	40804-22-00726488-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	10804-22-00724114-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	10804-22-00705312-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	10804-22-00700232-1	01.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	10804-22-00720874-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	20804-22-00727954-1	20.05.2022	2023	0,10	0,02	0,4	0,010
ПС 110 кВ Ладжская	Физ.лицо	10804-22-00727808-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Ладожская	Физ.лицо	40804-22-00722830-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ладожская	Физ.лицо	10804-22-00715814-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ладожская	Физ.лицо	20804-22-00709850-1	16.03.2022	2023	0,04	0,01	0,4	0,004
ПС 110 кВ Ладожская	Физ.лицо	10804-22-00699872-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ладожская	Физ.лицо	10804-22-00711970-1	05.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ладожская	Муниципальное казенное учреждение муниципального образования Усть-Лабинский район «Служба заказчика по строительству, жилищно-коммунальному хозяйству и топливно-энергетическому комплексу»	20804-22-00712258-1	21.03.2022	2022	0,13	0,00	0,4	0,013
ПС 110 кВ Кореновская								
ПС 110 кВ Кореновская	Администрация муниципального образования Кореновский район	20802-18-00443302-1	19.06.2018	2022	0,06	0,00	0,4	0,006
ПС 110 кВ Кореновская	Индивидуальный предприниматель Рыбалка Сергей Константинович	20802-21-00690226-1	14.12.2021	2022	0,06	0,00	0,4	0,006
ПС 110 кВ Кореновская	Физ.лицо	10802-22-00697698-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кореновская	Индивидуальный предприниматель Хлусов Сергей Анатольевич	20802-22-00724604-1	12.05.2022	2022	0,12	0,00	0,4	0,012
ПС 110 кВ Кореновская	Физ.лицо	10802-21-00690534-1	20.12.2021	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Кореновская	Физ.лицо	10802-22-00719320-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кореновская	Физ.лицо	10802-22-00718140-1	12.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Кореновская	Физ.лицо	10802-22-00718326-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Геймановская								
ПС 110 кВ Геймановская	Физ.лицо	10803-21-00686802-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Геймановская	Физ.лицо	10803-22-00714810-1	30.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Геймановская	Индивидуальный предприниматель Заруцкий Юрий Владимирович	40803-22-00706942-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Геймановская	Физ.лицо	10803-21-00693410-1	24.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Геймановская	Физ.лицо	10803-22-00705206-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Геймановская	Физ.лицо	10803-22-00708564-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Геймановская	Акционерное общество «Почта России»	40803-22-00709766-1	25.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Геймановская	Физ.лицо	10803-22-00718266-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Рассвет								
ПС 110 кВ Рассвет	Физ.лицо	10801-22-00720568-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Рассвет	Физ.лицо	10801-22-00715632-1	04.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки								
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-21-00670532-1	24.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-21-00685434-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-21-00693812-1	13.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00727724-1	20.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00719834-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00706578-1	24.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00725766-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Индивидуальный предприниматель Дерягина Елена Константиновна	20801-22-00698276-1	26.01.2022	2022	0,14	0,02	0,4	0,014
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	20801-22-00718102-1	14.04.2022	2023	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00724206-1	11.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00703838-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00725606-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00725724-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	20801-22-00703596-1	17.02.2022	2023	0,06	0,00	0,4	0,006
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-21-00691942-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00725596-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	10801-22-00716896-1	11.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Выселки	Физ.лицо	20801-22-00710328-1	06.04.2022	2023	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Ленинградская								

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-21-00671280-1	29.09.2021	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-21-00682062-1	15.11.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-21-00680610-1	08.11.2021	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00723390-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00725260-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	20503-22-00711496-1	17.03.2022	2023	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00727276-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00714242-1	04.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00711512-1	17.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00702036-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00722636-1	05.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00698560-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Общество с ограниченной ответственностью «Первомайская инкубаторно-птицеводческая станция»	20503-22-00727674-1	20.05.2022	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00722642-1	05.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00710892-1	16.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00708378-1	05.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00728936-1	24.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00723552-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00726472-1	18.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-21-00691492-1	17.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00699426-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00698562-1	25.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00726438-1	18.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00723462-1	05.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00712686-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00720466-1	18.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00712676-1	25.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00723434-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00713134-1	23.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00705330-1	22.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00702028-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ленинградская	Физ.лицо	10503-22-00697536-1	21.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ейск-2								
ПС 110 кВ Ейск-2	Общество с ограниченной ответственностью «Край долголетия»	20501-19-00547482-1	30.01.2020	2024	0,63	0,00	6	0,063
ПС 110 кВ Моревская								
ПС 110 кВ Моревская	Физ.лицо	10501-22-00724468-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старошербиновская								
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-21-00683210-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-21-00684610-1	07.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-21-00686122-1	02.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-21-00689052-1	09.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старошербиновская	Индивидуальный предприниматель Зайтова Ольга Анатольевна	40505-22-00712242-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00712592-1	24.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00703374-1	22.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00707972-1	03.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00700686-1	09.02.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00696902-1	26.01.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	40505-22-00727490-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00715484-1	30.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00696990-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00711906-1	18.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00700306-1	31.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00726028-1	19.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00697300-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00709152-1	11.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00713996-1	30.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00703968-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00697024-1	18.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00709218-1	17.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00705140-1	18.02.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Индивидуальный предприниматель Ланко Юрий Иванович	40505-21-00688496-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-21-00692012-1	27.12.2021	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00708350-1	10.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00713864-1	05.04.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00712586-1	23.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-22-00698064-1	21.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старошербиновская	Индивидуальный предприниматель Рябинин Денис Олегович	40505-22-00706104-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старошербиновская	Физ.лицо	10505-21-00689156-1	10.12.2021	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Вышестеблиевская								
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-20-00593994-1	02.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-20-00605490-1	28.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	40901-20-00601622-1	07.12.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-20-00602936-1	16.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00611058-1	19.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00620222-1	17.03.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00626660-1	08.04.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00625512-1	05.04.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00627078-1	12.04.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00637120-1	24.05.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00636806-1	20.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	20901-21-00643136-1	22.06.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Индивидуальный предприниматель Гуменюк Алексей Дмитриевич	20901-21-00656112-1	17.08.2021	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00651498-1	22.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00653760-1	26.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00655314-1	30.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00662244-1	26.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00660994-1	23.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00655340-1	03.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40901-21-00667794-1	21.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00675108-1	08.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00686942-1	30.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00685714-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00689816-1	14.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00703690-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00725424-1	24.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00699668-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00710748-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Акционерное общество «Почта России»	40901-22-00707492-1	01.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00707584-1	10.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00723034-1	29.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00699660-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00708198-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00705226-1	18.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00696122-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00711270-1	16.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00725982-1	18.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10900-22-00710646-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00697720-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00704986-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00723670-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-21-00690272-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00700786-1	14.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	40901-22-00700540-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00716844-1	07.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00700790-1	14.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00713756-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00718148-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00725322-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00700354-1	14.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00697838-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00700580-1	03.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00728736-1	25.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00716440-1	04.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00717132-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00710976-1	15.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00716530-1	06.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	40901-22-00703900-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00700334-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00708030-1	04.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00702554-1	08.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00700758-1	14.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00724952-1	11.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00708536-1	04.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Вышестеблиевская	Физ.лицо	10901-22-00701986-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Забойская								
ПС 110 кВ Забойская	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Управление мелиорации земель и сельскохозяйственного водоснабжения по Краснодарскому краю»	40902-20-00584852-1	24.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Забойская	Физ.лицо	10902-22-00707796-1	09.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Забойская	Общество с ограниченной ответственностью «РН-Краснодарнефтегаз»	20902-22-00702488-1	16.03.2022	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Красноармейская								
ПС 110 кВ Красноармейская	Муниципальное казенное учреждение муниципального образования Красноармейский район «Красноармейскаякапстрой»	20903-20-00582964-1	16.09.2020	2022	0,13	0,00	0,4	0,013
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	20903-20-00579600-1	26.08.2020	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	20903-21-00617868-1	05.03.2021	2022	0,02	0,01	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Индивидуальный предприниматель Шутилин Евгений Владимирович	20903-21-00620178-1	12.04.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	20903-21-00631778-1	21.05.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Индивидуальный предприниматель Патрушев Игорь Викторович	20903-21-00634312-1	03.06.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Красноармейская	Общество с ограниченной ответственностью «АРМАДА»	20903-21-00629016-1	23.04.2021	2022	0,14	0,00	0,4	0,014
ПС 110 кВ Красноармейская	Индивидуальный предприниматель Патрушев Игорь Викторович	10903-21-00638274-1	31.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Индивидуальный предприниматель Канунов Вадим Борисович	20903-21-00659444-1	12.08.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	20903-21-00673498-1	29.11.2021	2022	0,08	0,00	0,4	0,008

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00653858-1	23.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Индивидуальный предприниматель Шкурихин Сергей Михайлович	20903-21-00665234-1	08.09.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00656792-1	05.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00667508-1	15.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Муниципальное предприятие «Жилищно-коммунальное хозяйство» Красноармейского района	20903-21-00669334-1	30.09.2021	2022	0,02	0,03	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00668774-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00672050-1	01.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00683448-1	19.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00685442-1	24.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00691124-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Глава крестьянского (фермерского) хозяйства Вакуленко Василий Ефимович	20903-21-00695072-1	28.12.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00693516-1	24.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00724350-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00711788-1	18.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00710860-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00697848-1	20.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00707880-1	03.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00728726-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00711054-1	16.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00727166-1	23.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00701544-1	03.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00725390-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00715856-1	04.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00725758-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00722342-1	16.05.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	20903-22-00705482-1	28.02.2022	2023	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00696050-1	03.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00712090-1	18.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00725520-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00728758-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00726994-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00728712-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-21-00695164-1	06.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00725380-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00725588-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00704818-1	18.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00722932-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00725330-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00725556-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00724758-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	40903-22-00723574-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00728706-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00727626-1	20.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	40903-22-00699342-1	24.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00707592-1	03.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Индивидуальный предприниматель Ермоленко Лариса Васильевна	40903-22-00716564-1	12.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00725372-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00703014-1	04.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00728728-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00707866-1	03.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00728724-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00722486-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	40903-22-00700302-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00721754-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00715830-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00698218-1	25.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00727888-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00726148-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00726162-1	17.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00726622-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00702568-1	10.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00708044-1	14.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00711846-1	23.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00715898-1	01.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	40903-22-00715486-1	08.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Индивидуальный предприниматель Рева Сергей Павлович	20903-22-00727086-1	19.05.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Красноармейская	Государственное казенное учреждение Краснодарского края - управление социальной защиты населения в Красноармейском районе	20903-22-00715816-1	16.05.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00702058-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00728722-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00718124-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Красноармейская	Физ.лицо	10903-22-00726612-1	24.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Красноармейская	Индивидуальный предприниматель Куц Алексей Алексеевич	20903-22-00718496-1	23.05.2022	2022	0,07	0,08	10	0,007
ПС 110 кВ Новомышастовская								
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00634026-1	19.05.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	20903-21-00640178-1	18.06.2021	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00643698-1	18.06.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00651394-1	26.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00654464-1	05.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00659436-1	17.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00654996-1	29.07.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00666252-1	10.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00667272-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00670554-1	29.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00669880-1	24.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00672864-1	18.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00672730-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00670106-1	27.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00670190-1	28.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00685694-1	01.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00674954-1	15.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00680706-1	23.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00680650-1	23.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00680828-1	23.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	20903-21-00689346-1	14.12.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00699060-1	24.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00690238-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00691512-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	40903-21-00694518-1	24.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Индивидуальный предприниматель Федорищев Сергей Иванович	20903-21-00690364-1	15.12.2021	2022	0,08	0,00	0,4	0,008
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00721054-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	40903-22-00721526-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00725662-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00721760-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00696658-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00698336-1	24.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00722430-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00706834-1	09.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00705548-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00715016-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00690382-1	14.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00691850-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00696552-1	13.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00691948-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00693588-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00704920-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00695470-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Индивидуальный предприниматель Пономаренко Андрей Александрович	20903-22-00702598-1	07.02.2022	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00695108-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00728748-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00702014-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40903-22-00707510-1	04.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00722220-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00722436-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	40903-21-00695174-1	24.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00718108-1	13.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00724558-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00658118-1	12.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00702560-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00694400-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00698232-1	21.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00717664-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40903-22-00705970-1	01.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00708948-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00707226-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00724496-1	06.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00717116-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00704780-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00693950-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00723584-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00718136-1	14.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00693808-1	24.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-21-00692940-1	24.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Новомышастовская	Физ.лицо	10903-22-00726280-1	20.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ ПАОС								
ПС 110 кВ ПАОС	Физ.лицо	10902-21-00685836-1	25.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ ПАОС	Физ.лицо	10902-22-00708820-1	11.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ ПАОС	Физ.лицо	40902-22-00721620-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Полтавская								
ПС 110 кВ Полтавская	Общество с ограниченной ответственностью «Алькема-Элитное»	20903-21-00648626-1	02.07.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Полтавская	Физ.лицо	10903-21-00658910-1	16.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Полтавская	Физ.лицо	10903-21-00657634-1	06.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Полтавская	Министерство транспорта и дорожного хозяйства Краснодарского края	40903-21-00667158-1	12.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Полтавская	Физ.лицо	10903-22-00718444-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Полтавская	Физ.лицо	10903-21-00691052-1	21.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Полтавская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40903-22-00724344-1	17.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Полтавская	Физ.лицо	10903-22-00701882-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Полтавская	Физ.лицо	10903-22-00722444-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Полтавская	Физ.лицо	10903-22-00718456-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Полтавская	Акционерное общество «Почта России»	40903-22-00708410-1	01.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Полтавская	Физ.лицо	10903-22-00714428-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Полтавская	Общество с ограниченной ответственностью «Акстар»	20903-22-00700086-1	31.01.2022	2022	0,13	0,02	0,4	0,013
ПС 110 кВ ПТФ								
ПС 110 кВ ПТФ	Физ.лицо	10902-22-00724366-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ ПТФ	Физ.лицо	10902-22-00698434-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ ПТФ	Физ.лицо	10902-22-00723306-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ ПТФ	Физ.лицо	10902-22-00722870-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ ПТФ	Индивидуальный предприниматель Глава Крестьянского (фермерского)хозяйства Осипян Олег Юриевич	20902-21-00695034-1	28.12.2021	2022	0,08	0,02	0,4	0,008
ПС 110 кВ ПТФ	Физ.лицо	10902-22-00703216-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ ПТФ	Физ.лицо	10902-22-00720160-1	20.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ ПТФ	Физ.лицо	10902-22-00709930-1	05.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Славянская	Физ.лицо	10902-21-00644272-1	12.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Славянская								
ПС 110 кВ Славянская	Министерство транспорта и дорожного хозяйства Краснодарского края	40902-21-00674878-1	26.10.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Славянская	Физ.лицо	40902-22-00705086-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Славянская	Физ.лицо	10902-21-00695214-1	30.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Славянская	Физ.лицо	40902-22-00729436-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Славянская	Физ.лицо	40902-22-00708148-1	09.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Славянская	Физ.лицо	40902-22-00699062-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Славянская	Физ.лицо	10902-21-00695848-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская								
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-21-00634282-1	14.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-21-00673670-1	11.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	20903-21-00673504-1	22.10.2021	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-21-00671772-1	12.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-21-00689764-1	15.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00702588-1	09.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00708308-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	20903-22-00718502-1	19.04.2022	2023	0,08	0,00	0,4	0,008
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00727884-1	25.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00725798-1	17.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00727316-1	25.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00726158-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00702174-1	09.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00725694-1	17.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00697074-1	09.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00723662-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00725832-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00725778-1	17.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00702562-1	15.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00714528-1	12.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Идивидуальный предприниматель Вергуль Сергей Николаевич	40903-22-00723780-1	05.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Общество с ограниченной ответственностью «МАК-1»	20903-21-00675426-1	29.10.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00702096-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	10903-22-00725678-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Физ.лицо	20903-22-00696796-1	11.05.2022	2023	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Старонижестеблиевская	Администрация Старонижестеблиевского сельского поселения Красноармейского района	40903-22-00709064-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	40901-18-00459362-1	15.08.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	20901-19-00534838-1	24.10.2019	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	20901-19-00537098-1	13.11.2019	2022	0,12	0,02	0,4	0,012
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-20-00564598-1	09.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Индивидуальный предприниматель Емельянович Виктория Ивановна	20901-20-00579120-1	20.08.2020	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Старотитаровская	Сельскохозяйственный потребительский перерабатывающий снабженческо-сбытовой кооператив «Тамань»	20901-20-00598974-1	07.12.2020	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	40901-20-00590612-1	02.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-20-00609130-1	15.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-20-00609118-1	11.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-20-00609172-1	11.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00617266-1	24.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения «Темрюкская центральная районная больница» министерства здравоохранения Краснодарского края	20901-21-00620192-1	11.05.2021	2022	0,07	0,04	0,4	0,007
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00621030-1	12.03.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00620100-1	12.03.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00619190-1	09.03.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00619046-1	03.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00622240-1	23.03.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Индивидуальный предприниматель Теренина Мария Владимировна	20901-21-00632608-1	12.05.2021	2022	0,07	0,01	0,4	0,007
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00630486-1	19.04.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00639010-1	01.06.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00636722-1	21.05.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00640534-1	02.06.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Общество с ограниченной ответственностью «Лоза Тамани»	40901-21-00654664-1	27.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00653742-1	23.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00655046-1	28.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00664034-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00657996-1	09.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00660534-1	25.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00662702-1	02.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00654356-1	30.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00669678-1	22.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Индивидуальный предприниматель Айрапетян Камо Мушегович	20901-21-00672534-1	12.10.2021	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00673112-1	06.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00673380-1	12.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00671836-1	04.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00679532-1	29.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00676244-1	21.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00675850-1	18.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Публичное акционерное общество «Вымпел-Коммуникации»	40901-21-00678108-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00684156-1	22.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00675490-1	25.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Индивидуальный предприниматель Шумаков Евгений Евгеньевич	20901-21-00681668-1	17.11.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00690544-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00689222-1	17.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Индивидуальный предприниматель Коренской Геннадий Геннадьевич	20901-22-00726736-1	23.05.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	40901-22-00719030-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40901-22-00702306-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00701430-1	03.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-21-00692502-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00706304-1	24.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00712292-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00709142-1	09.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00712304-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00723952-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00712494-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00717918-1	12.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	40901-22-00703538-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00723278-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00725782-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00716576-1	29.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00717106-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00709058-1	11.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00706860-1	28.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40901-22-00715126-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00712168-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00698222-1	03.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00715364-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00720190-1	25.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00716432-1	05.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00702596-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00727836-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00720934-1	25.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00712094-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00721420-1	27.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00717776-1	07.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00716554-1	28.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старотитаровская	Физ.лицо	10901-22-00717124-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк								
ПС 110 кВ Темрюк	Администрация Темрюкского городского поселения Темрюкского района	40901-18-00431374-1	26.02.2018	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Темрюк	Общество с ограниченной ответственностью «Кубаньэнергосервис»	40901-18-00433452-1	06.03.2018	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Темрюк	Общество с ограниченной ответственностью «Кубаньэнергосервис»	20901-18-00452524-1	26.07.2018	2022	0,12	0,00	0,4	0,012
ПС 110 кВ Темрюк	Муниципальное бюджетное дошкольное образовательное учреждение детский сад № 10 г. Темрюк муниципального образования Темрюкский район	20901-18-00443804-1	23.05.2018	2022	0,05	0,01	0,4	0,005
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-20-00571836-1	28.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-20-00571830-1	28.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	20901-20-00564438-1	19.05.2020	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-20-00571826-1	28.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-20-00566008-1	17.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-20-00571832-1	28.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Темрюк	Управление капитального строительства и топливно-энергетического комплекса администрации муниципального образования Темрюкский район	20901-20-00582884-1	05.11.2020	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	20901-20-00600278-1	17.12.2020	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00611226-1	26.01.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Индивидуальный предприниматель Овакимян Артем Оганнесович	20901-21-00611886-1	08.02.2021	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Темрюк	Индивидуальный предприниматель Мартиросян Гайк Атомович	20901-21-00614518-1	15.02.2021	2023	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00618982-1	05.03.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00618964-1	05.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00618900-1	05.03.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Индивидуальный предприниматель Овакимян Артем Оганнесович	20901-21-00618202-1	02.03.2021	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00622338-1	29.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00622448-1	19.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00629904-1	19.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00638886-1	01.06.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00642528-1	09.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00644274-1	17.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00647728-1	30.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00648914-1	06.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00652428-1	21.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00651492-1	27.07.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00654306-1	05.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Местная религиозная организация православный Приход храма Святого праведного Лазаря Четверодневного, епископа Китийского города Темрюк Краснодарского края Новороссийской Епархии Русской Православной Церкви (Московский Патриархат)	40901-21-00642730-1	24.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00654848-1	29.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00654794-1	28.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00654436-1	28.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00656176-1	04.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00659706-1	16.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00660016-1	23.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00665034-1	08.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00660028-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	20901-21-00664358-1	01.10.2021	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00668762-1	17.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00669298-1	24.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00673464-1	14.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00669186-1	21.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00673390-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00680716-1	03.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00674938-1	12.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00695454-1	03.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-21-00686934-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00682680-1	17.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00680180-1	07.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-21-00692232-1	09.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-21-00692448-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00693710-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-21-00693954-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-21-00692460-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00687690-1	02.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00694274-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00691282-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Общество с ограниченной ответственностью Компания «Туринвест+Сервис»	20901-22-00705946-1	01.03.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00697366-1	18.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00714654-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00698214-1	21.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00715842-1	04.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Общество с ограниченной ответственностью «Жилищное строительство»	20901-22-00701340-1	17.02.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00710488-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00698086-1	21.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00699306-1	27.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00708884-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00723284-1	29.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00713860-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00706980-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00697876-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00699972-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00711282-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00707220-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00714426-1	01.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00713444-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00717886-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00698614-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00706204-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00700160-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00709612-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00713046-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00695450-1	12.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00695842-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00718738-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00696146-1	31.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00699038-1	24.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00704790-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00702432-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00722862-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00703182-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00710836-1	16.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00717464-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00713430-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00719574-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00725014-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00698048-1	21.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00712506-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00713818-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00695682-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00702590-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00698074-1	21.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40900-22-00708386-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00706992-1	15.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00702070-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00725092-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00699922-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00702516-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00707610-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00714648-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00712988-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00714662-1	29.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00708974-1	23.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00701278-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00711210-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00709676-1	15.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00725050-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Индивидуальный предприниматель Мартыненко Владимир Николаевич	20901-22-00699072-1	25.01.2022	2022	0,06	0,04	0,4	0,006
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00713434-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-21-00691824-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00702602-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00720202-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00712524-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00704364-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Общество с ограниченной ответственностью «Жилищное строительство Плюс»	20901-22-00701344-1	17.02.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00716700-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40900-22-00704294-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	40901-22-00703040-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00710816-1	15.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00704326-1	28.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00717058-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Темрюк	Физ.лицо	10901-22-00723042-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная								
ПС 110 кВ Центральная	Общество с ограниченной ответственностью «Кубаньэнергосервис»	20902-19-00502930-1	29.04.2019	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	20902-21-00615360-1	15.02.2021	2022	0,09	0,02	0,4	0,009
ПС 110 кВ Центральная	Муниципальное казенное учреждение «Общественно-социальный центр Прибрежного сельского поселения Славянского района»	20902-21-00642692-1	15.06.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-21-00640882-1	02.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-21-00664562-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-21-00672436-1	06.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-21-00681490-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-21-00688338-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-21-00687872-1	12.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Индивидуальный предприниматель Данильченко Анна Игоревна	40902-22-00727320-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00705090-1	16.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00712932-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00717382-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Акционерное общество «Почта России»	40902-22-00707500-1	01.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00700378-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00700936-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00702136-1	04.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	20902-22-00712794-1	08.04.2022	2023	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00722446-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00727920-1	27.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00724346-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00700932-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	40902-22-00701912-1	03.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00722352-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00700920-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00702594-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00719560-1	06.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00702126-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00702600-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00723064-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00728250-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00700390-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Центральная	Физ.лицо	10902-22-00724272-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Андреевдмитриевская								
ПС 110 кВ Андреевдмитриевская	Физ.лицо	11003-22-00711876-1	18.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Родниковская								
ПС 110 кВ Родниковская	Открытое акционерное общество «Российские железные дороги»	41003-21-00661308-1	15.09.2021	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Родниковская	Физ.лицо	11003-21-00686116-1	30.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Родниковская	Физ.лицо	11003-22-00703960-1	11.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Родниковская	Физ.лицо	11003-22-00722956-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Родниковская	Физ.лицо	11003-22-00703654-1	11.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лабинск-1								
ПС 110 кВ Лабинск-1	Общество с ограниченной ответственностью Производственное объединение «Березка»	20408-20-00602058-1	29.12.2020	2022	0,04	0,01	0,4	0,004
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	21004-21-00629318-1	16.04.2021	2022	0,10	0,05	10	0,010
ПС 110 кВ Лабинск-1	ООО «Фермерская компания «ФЭКСФИШ»	20408-21-00644934-1	25.06.2021	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	40408-21-00644430-1	23.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	20408-21-00650842-1	15.07.2021	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Лабинск-1	Индивидуальный предприниматель Адонин Виталий Валерьевич	40408-21-00658900-1	17.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	10408-21-00682088-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лабинск-1	Администрация муниципального образования «Кошехабльский район»	20408-21-00686572-1	02.02.2022	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Лабинск-1	Администрация муниципального образования «Кошехабльский район»	20408-21-00686566-1	02.02.2022	2022	0,04	0,00	0,4	0,004
ПС 110 кВ Лабинск-1	Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Управление автомобильных дорог «Адыгеяавтодор»	40408-22-00725182-1	20.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лабинск-1	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40408-22-00708916-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	10408-22-00725010-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лабинск-1	Индивидуальный предприниматель Гатаулин Виктор Петрович	40408-22-00708690-1	15.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	11004-22-00712348-1	18.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лабинск-1	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40408-22-00708642-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лабинск-1	Государственное бюджетное учреждение Республики Адыгея «Управление автомобильных дорог «Адыгеяавтодор»	40408-22-00725176-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	10408-22-00708270-1	14.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	40408-22-00708648-1	11.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	10408-21-00694586-1	10.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Лабинск-1	Физ.лицо	11004-22-00718954-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай								

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Псебай	Министерство транспорта и дорожного хозяйства Краснодарского края	41005-20-00553342-1	10.03.2020	2025	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	41005-21-00612968-1	02.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	41005-21-00612984-1	02.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00674268-1	13.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00688408-1	07.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00689100-1	10.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00686306-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00687482-1	02.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00688820-1	13.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00688394-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00696742-1	25.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00727128-1	18.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00700130-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00697354-1	21.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00711022-1	16.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00702140-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00722340-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00723830-1	17.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00720626-1	20.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00695334-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00723844-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00693856-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00699678-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00696354-1	19.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00703090-1	10.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Акционерное общество «Почта России»	41005-22-00706448-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00703676-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	41005-22-00717294-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00714944-1	30.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00693862-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00706442-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00727160-1	23.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00713600-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00711142-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00693182-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00700698-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00721544-1	27.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00703644-1	11.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00706724-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00706444-1	28.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00719258-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00691096-1	22.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	41005-22-00716666-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00702108-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00709022-1	10.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00701166-1	07.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-21-00696086-1	13.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Индивидуальный предприниматель Карамушко Евгений Викторович	21005-22-00720972-1	18.05.2022	2023	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00703638-1	11.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00717696-1	07.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00706432-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00697900-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Псебай	Физ.лицо	11005-22-00700708-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ ДСК								

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ ДСК	Физ.лицо	20104-19-00546364-1	10.01.2020	2022	0,60	0,00	6	0,060
ПС 110 кВ ДСК	Общество с ограниченной ответственностью Специализированный застройщик «Догма вода»	20104-21-00660880-6	11.10.2021	2022	0,30	0,00	6	0,030
ПС 110 кВ ДСК	Физ.лицо	10104-21-00688606-1	07.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС)								
ПС 110 кВ Южная (ЮЗЭС)	Общество с ограниченной ответственностью «Коммунальная энерго-сервисная компания»	20104-12-00080538-1	18.06.2012	2023	0,60	0,00	10	0,060
ПС 110 кВ Северо-Западная								
ПС 110 кВ Северо-Западная	Федеральное Государственное учреждение «Отдел капитального строительства №900 при Спецстрое России»	20104-11-00060980-1	14.12.2011	2023	0,35	0,00	0,4	0,035
ПС 110 кВ Северо-Западная	Общество с ограниченной ответственностью «РОСТЭКЭЛЕКТРОСЕТИ»	20104-21-00614748-1	01.03.2021	2022	0,15	2,90	10	0,000
ПС 110 кВ Широкая Балка								
ПС 110 кВ Широкая Балка	Общество с ограниченной ответственностью «ВТ-Ресурс»	20104-18-00440988-1	04.03.2019	2022	0,13	0,10	10	0,013
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-19-00493702-1	19.03.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Общество с ограниченной ответственностью «КВАНТ»	20104-19-00505324-1	16.05.2019	2022	0,13	0,02	10	0,013
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	20104-21-00609348-1	27.01.2021	2022	0,06	0,10	10	0,006
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-20-00595164-1	11.11.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Муниципальное казенное учреждение «Управление строительства»	20104-20-00609226-1	07.04.2021	2022	0,04	0,00	0,4	0,004
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00648082-1	08.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00657904-1	10.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	40104-21-00649794-1	15.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	40104-21-00657538-1	09.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	20104-21-00656014-1	23.08.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00687886-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00681096-1	10.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00719084-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00685146-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00685208-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00685102-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00681232-1	18.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00689442-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00689408-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00689344-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00689492-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00689498-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00689392-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00687950-1	13.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00685696-1	01.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00689386-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00689536-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-21-00689548-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	40104-21-00688492-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00710556-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00722356-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00724574-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	40104-22-00711236-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Широкая Балка	Муниципальное казенное учреждение «Управление жилищно-коммунального хозяйства города» муниципального образования город Новороссийск	10104-22-00708032-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00698144-1	25.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00717558-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40104-22-00696636-1	24.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00720404-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00703008-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00724640-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00704570-1	25.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00724118-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	10104-22-00721632-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	20104-21-00688438-1	10.12.2021	2023	0,06	0,00	0,4	0,006
ПС 110 кВ Широкая Балка	Физ.лицо	20104-22-00704320-1	14.04.2022	2023	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Солнечная								
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20102-18-00468120-1	11.10.2018	2023	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-19-00500336-1	29.04.2019	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20102-19-00510966-1	01.07.2019	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Солнечная	Муниципальное казенное учреждение «Управление строительства»	40104-19-00528054-1	11.10.2019	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Муниципальное унитарное предприятие «Водоканал города Новороссийска»	20104-19-00528150-1	04.10.2019	2022	0,05	0,03	0,4	0,005
ПС 110 кВ Солнечная	Федеральное государственное бюджетное учреждение «Черноморо-Азовская дирекция по техническому обеспечению надзора на море»	40104-19-00540908-1	04.12.2019	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-20-00561364-1	06.05.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-20-00561406-1	24.04.2020	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10102-20-00576976-1	27.08.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10102-20-00577000-1	27.08.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-20-00559024-1	08.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00612852-1	03.02.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20104-21-00627424-1	16.04.2021	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20104-21-00624094-1	16.04.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Садоводческое некоммерческое товарищество «Шельф»	20104-21-00628348-1	19.04.2021	2022	0,08	0,00	0,4	0,008
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00632806-1	30.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20104-21-00631814-1	16.06.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20104-21-00649768-1	14.07.2021	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20104-21-00641522-1	16.07.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20104-21-00653922-1	10.08.2021	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00661886-1	31.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00660720-1	14.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00687814-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00678152-1	27.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00678182-1	27.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00685886-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00689068-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00692986-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00720954-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20104-22-00720620-1	25.04.2022	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00723900-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00700638-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00718504-1	14.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00704466-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00701422-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00724814-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20104-22-00712612-1	01.04.2022	2023	0,04	0,00	0,4	0,004
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00715696-1	14.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00716990-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00700054-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Муниципальное казенное учреждение «Управление строительства»	20104-21-00621332-1	21.05.2021	2022	0,01	0,10	0,4	0,001
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	20104-22-00712618-1	01.04.2022	2023	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00716186-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00695336-1	03.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00725454-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00726878-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00722758-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-21-00692856-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00715264-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Солнечная	Физ.лицо	10104-22-00715222-1	05.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая								
ПС 110 кВ Береговая	Общество с ограниченной ответственностью «ГлавСтройРесурс»	20105-18-00479166-1	16.01.2019	2023	0,50	0,00	10	0,050
ПС 110 кВ Береговая	Управление строительства администрации муниципального образования город - курорт Геленджик	20105-18-00477596-1	29.12.2018	2023	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-20-00573118-1	03.08.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Управление строительства администрации муниципального образования город - курорт Геленджик	20105-20-00579754-1	10.09.2020	2022	0,09	0,00	0,4	0,009
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-20-00584438-1	28.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-20-00583096-1	24.09.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-20-00587614-1	21.10.2020	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-20-00603856-1	12.02.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-20-00600902-1	19.01.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00610348-1	01.02.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-20-00608708-1	15.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Общество с ограниченной ответственностью «Лечебно-оздоровительный, тиристический и спортивный комплекс «Сосны»	20105-21-00610684-1	08.02.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00618480-1	04.03.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00617140-1	01.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	40105-21-00630618-1	26.04.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00610668-1	26.01.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	20105-21-00639266-1	10.06.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00644652-1	05.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	20105-21-00658616-1	02.09.2021	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00663320-1	07.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	20105-21-00658614-1	02.09.2021	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00675988-1	22.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00672994-1	07.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00675312-1	21.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	40105-21-00674974-1	25.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00677022-1	20.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00680632-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00684024-1	25.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00681670-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00685038-1	20.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00689974-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00689506-1	16.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00692472-1	19.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00690130-1	03.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00690182-1	03.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00726804-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Публичное акционерное общество «Ростелеком»	40105-22-00712614-1	28.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00718832-1	21.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00709222-1	15.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00700770-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00716964-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00722222-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00710262-1	18.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00715836-1	11.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00710728-1	17.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00691308-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00711784-1	18.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00707190-1	15.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00723080-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00710434-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00714340-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Общество с ограниченной ответственностью «Трактор»	20105-22-00700324-1	04.02.2022	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00714316-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00705450-1	03.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	20105-22-00710756-1	16.03.2022	2022	0,55	0,00	10	0,055
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00726932-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00692892-1	14.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00715888-1	06.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	20105-22-00719562-1	19.04.2022	2023	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00704776-1	24.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00723682-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00700394-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00724034-1	23.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00721642-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00722750-1	04.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00719290-1	18.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00694446-1	06.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00692212-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00704126-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00722290-1	06.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00724504-1	19.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00701386-1	22.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00691046-1	30.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00717922-1	15.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00702002-1	15.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00700328-1	09.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Индивидуальный предприниматель Хачатрян Армен Самвелович	20105-22-00700348-1	22.02.2022	2022	0,06	0,02	0,4	0,006
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00716236-1	06.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00726860-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00689704-1	16.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00716162-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00719930-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00697770-1	21.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00694490-1	15.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Береговая	Индивидуальный предприниматель Кравченко Сергей Михайлович	20105-22-00696472-1	19.01.2022	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00711004-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00720036-1	29.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Индивидуальный предприниматель Булычев Валерий Викторович	20105-21-00696180-1	19.01.2022	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00703944-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00723716-1	13.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	20105-22-00713720-1	01.04.2022	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00702696-1	16.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00710682-1	21.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00704822-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00694410-1	20.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-21-00694570-1	06.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00699524-1	23.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00715778-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00703190-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Береговая	Физ.лицо	10105-22-00723122-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Дивноморская								
ПС 110 кВ Дивноморская	Общество с ограниченной ответственностью «Магистраль»	20105-15-00253792-1	03.08.2015	2023	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Холмская								
ПС 110 кВ Холмская	Управление строительства, жилищно-коммунального хозяйства, транспорта и связи администрации муниципального образования Абинский район	20101-18-00441356-1	28.05.2018	2022	0,13	0,00	0,4	0,013
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-20-00599958-1	14.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Индивидуальный предприниматель Жук Павел Вадимович	20101-21-00615468-1	26.03.2021	2023	0,03	0,03	0,4	0,003
ПС 110 кВ Холмская	Индивидуальный предприниматель Офлиди Юрий Юрьевич	20101-21-00613184-1	29.03.2021	2023	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	20101-21-00633078-1	14.05.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00633714-1	12.05.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	20101-21-00641246-1	11.06.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00641752-1	09.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	20101-21-00665650-1	09.11.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00659054-1	26.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Глава крестьянского (фермерского) хозяйства Гричик Георгий Георгиевич	20101-21-00665294-1	06.09.2021	2022	0,14	0,01	0,4	0,014
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00661264-1	06.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00671748-1	30.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00671850-1	26.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00676768-1	14.12.2021	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Холмская	Публичное акционерное общество «Вымпел-Коммуникации»	40101-21-00677872-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	40101-21-00683546-1	29.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00681924-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00687298-1	15.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00722044-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00702660-1	16.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00718976-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00712526-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00716278-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00714172-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00723014-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00715754-1	18.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	11104-21-00695686-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00703290-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00718144-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00716244-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	11104-22-00720852-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00721602-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	11104-22-00722840-1	29.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	11104-22-00724470-1	19.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00712322-1	28.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	11104-22-00709894-1	21.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-21-00691138-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	11104-22-00714332-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Общество с ограниченной ответственностью «Агентство «Ртутная безопасность»	20101-22-00707166-1	05.03.2022	2022	0,10	0,05	6	0,010
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00708428-1	14.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00705050-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00719646-1	17.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00702744-1	22.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00715234-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Холмская	Физ.лицо	10101-22-00717878-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ								
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-18-00456540-1	15.08.2018	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-18-00473580-1	30.10.2018	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-19-00537042-1	19.11.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-19-00536924-1	19.11.2019	2024	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Акционерное общество «Газпром газораспределение Краснодар»	40103-20-00570692-1	29.07.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-20-00587270-1	02.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	40103-20-00599200-1	09.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	20103-20-00602520-1	21.12.2020	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-20-00600064-1	08.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	40103-21-00610034-1	25.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	40103-21-00610372-1	29.01.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-20-00606016-1	25.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	20103-21-00613498-1	01.03.2021	2022	0,03	0,05	0,4	0,003
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00623924-1	31.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00626984-1	15.04.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00630944-1	13.05.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00636294-1	27.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Акционерное общество «Газпром газораспределение Краснодар»	40103-21-00638816-1	03.06.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00646864-1	14.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00640244-1	17.06.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	40103-21-00642508-1	21.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00642800-1	17.06.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00642392-1	17.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	40103-21-00640246-1	07.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00648832-1	05.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00652022-1	09.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00652618-1	27.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00655974-1	12.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00656830-1	12.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00656834-1	23.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00662178-1	08.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00656826-1	12.08.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00660414-1	27.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00664660-1	03.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00664700-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00670764-1	29.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Общество с ограниченной ответственностью «Новокрымское»	20103-21-00681532-1	20.01.2022	2022	0,13	0,03	0,4	0,013
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	40103-21-00677772-1	08.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00681004-1	15.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00683804-1	02.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00683860-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00686134-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00684186-1	24.11.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00688522-1	21.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00687150-1	06.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00686586-1	07.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00694408-1	31.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00716498-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00715500-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00722060-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00707846-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00718840-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00703512-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00716482-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Муниципальное бюджетное дошкольное образовательное учреждение детский сад №5 села Молдаванского муниципального образования Крымский район	20103-21-00692140-1	23.12.2021	2022	0,07	0,02	0,4	0,007
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00716076-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00691110-1	22.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00695302-1	18.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00706932-1	15.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00728100-1	24.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00700844-1	03.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00714882-1	06.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Общество с ограниченной ответственностью «Новокрымское»	20103-22-00722102-1	05.05.2022	2022	0,10	0,50	10	0,010
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-21-00694688-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Индивидуальный предприниматель Галумян Арамаис Эдуардович	20103-22-00712594-1	11.04.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00696660-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00700956-1	03.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00714978-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00716020-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00718062-1	11.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10102-22-00705332-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00704708-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00716118-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00720864-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00714926-1	06.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00715024-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00706798-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00715206-1	22.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00722754-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00725848-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Крымская ПТФ	Физ.лицо	10103-22-00708626-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете								
ПС 110 кВ Джемете	Центральный банк Российской Федерации (Банк России)	20102-16-00309062-1	24.11.2016	2023	0,33	0,00	10	0,033

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джемете	Невский Кэпитал Партнерс (Общество с ограниченной ответственностью) Д.У. Закрытого паевого инвестиционного фонда недвижимости «Центр Нового Строительства»	20102-16-00355954-1	01.03.2017	2022	0,15	0,00	6	0,015
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-18-00447390-1	04.06.2018	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-19-00494018-1	12.03.2019	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-19-00502674-1	06.05.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-19-00502676-1	07.05.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-19-00514898-1	11.07.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-19-00510612-1	19.06.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-19-00511378-1	25.06.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-19-00534568-1	31.10.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Отраслевой орган администрации муниципального образования город-курорт Анапа «Управление капитального строительства администрации муниципального образования город-курорт Анапа»	20102-19-00533052-1	12.11.2019	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00556598-1	16.03.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00564856-1	28.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00570338-1	08.07.2020	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00571154-1	14.07.2020	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00570272-1	14.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00561176-1	29.04.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00570416-1	14.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-20-00572786-1	28.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Садово-огородническое некоммерческое товарищество «Пищевик»	10102-20-00563910-1	18.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00564862-1	28.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Отраслевой орган администрации муниципального образования город-курорт Анапа «Управление капитального строительства администрации муниципального образования город-курорт Анапа»	40102-20-00571504-1	13.07.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00569854-1	14.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00561200-1	24.04.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00596200-1	24.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-20-00585784-1	24.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Дачное некоммерческое товарищество «Ромашка»	10102-20-00584904-1	20.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Дачное некоммерческое товарищество «Ромашка»	10102-20-00584650-1	20.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Дачное некоммерческое товарищество «Ромашка»	10102-20-00584890-1	21.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-20-00589976-1	10.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00592534-1	18.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-20-00604912-1	29.12.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	20102-20-00605110-1	11.02.2021	2023	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00616668-1	24.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00623900-1	31.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00623702-1	08.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00630382-1	26.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00630304-1	26.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00630424-1	15.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00630034-1	24.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00630408-1	26.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00633936-1	14.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00638244-1	01.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	20102-21-00618986-1	20.04.2021	2023	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00630370-1	28.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00634720-1	07.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00637932-1	31.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00637928-1	27.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00637076-1	28.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00644918-1	05.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00641662-1	17.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00643886-1	11.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00640450-1	08.06.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00656378-1	16.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00653660-1	10.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00646980-1	18.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645128-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645122-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648430-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648010-1	20.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648436-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648440-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645242-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648454-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648412-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648384-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648446-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648474-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645230-1	22.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645218-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645220-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648400-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648416-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645256-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648494-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648336-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648414-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648418-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648306-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645062-1	22.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645468-1	03.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645174-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645222-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648364-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645252-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645120-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649144-1	20.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645054-1	22.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645226-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645374-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00644892-1	22.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645104-1	22.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645190-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645228-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645184-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645038-1	22.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645086-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652186-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651896-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652164-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652204-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652180-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652160-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649838-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649814-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649872-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648422-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649808-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649888-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652170-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651916-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652812-1	02.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649842-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652184-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00650304-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	20102-21-00650398-1	09.07.2021	2022	0,64	0,00	6	0,064
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00652828-1	11.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649866-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649896-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651892-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648458-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649818-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649828-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649850-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648480-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648468-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652220-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00650314-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649830-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649902-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651906-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649862-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649882-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652190-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651978-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652224-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649884-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651900-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00648376-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652176-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651936-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649848-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00652826-1	11.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649854-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649900-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00651684-1	12.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651946-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651262-1	12.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00649904-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00659284-1	23.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00655898-1	16.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00655508-1	03.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00651886-1	23.07.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00659956-1	25.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00645236-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00663830-1	21.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00662522-1	23.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00666802-1	24.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00668346-1	21.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00666338-1	09.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00668316-1	05.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00703912-1	18.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00672002-1	05.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00689484-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00653644-1	09.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00688828-1	17.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00673990-1	14.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00672756-1	01.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00674530-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00676750-1	25.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00680996-1	08.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00679502-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00684752-1	26.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00682380-1	03.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00684330-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00683590-1	11.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00708988-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00684548-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00684738-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00683792-1	11.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698888-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00689924-1	17.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00687632-1	07.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00688296-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00686898-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00692958-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00686240-1	02.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00687464-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00688254-1	16.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Индивидуальный предприниматель Собко Анна Александровна	20102-21-00689670-1	15.12.2021	2022	0,07	0,00	0,4	0,007
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00687934-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00692972-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00690174-1	24.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00689126-1	14.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00689272-1	22.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00682756-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00688808-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00686254-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00686260-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00690092-1	30.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698160-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00699184-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	20102-22-00710898-1	29.03.2022	2023	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Общество с ограниченной ответственностью «Южное гостеприимство»	20102-22-00703114-1	09.02.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698200-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джемете	Акционерное общество «Почта России»	40102-22-00709772-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00724480-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00703386-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Глава крестьянского (фермерского) хозяйства Закарян Рафик Пилосович	20102-22-00709160-1	16.03.2022	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00711774-1	18.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00694138-1	14.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00690996-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00701676-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	20102-22-00704738-1	01.03.2022	2023	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00708724-1	15.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00715844-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00718674-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695104-1	06.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695628-1	11.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00703116-1	15.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00723902-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00709406-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00722036-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698838-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698210-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00715662-1	12.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698106-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00727158-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00718638-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00723840-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00693890-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00707174-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00724478-1	17.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695084-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00712798-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00703276-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00703364-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00726102-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00726344-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00724870-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Акционерное общество Опытное-производственное хозяйство «Анапа»	20102-22-00722454-1	04.05.2022	2023	0,15	0,30	6	0,015
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00728016-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00689820-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00717170-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00714894-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00690886-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00716150-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00708520-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695494-1	18.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698564-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00718694-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698316-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00703270-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698458-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698370-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698808-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00724026-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698058-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00699152-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695954-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00717164-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00688532-1	14.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00691842-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00702010-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00699422-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00718208-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00709608-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00727614-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698296-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00727958-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698830-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698142-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00727990-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00705188-1	22.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00726118-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00690334-1	24.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00695948-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00717522-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Общество с ограниченной ответственностью «Радиокомпания ЮГ-Медиа»	40102-22-00724972-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00701932-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00708024-1	04.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00723226-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695526-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698698-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698340-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698132-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00689696-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00719762-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695056-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00703378-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00709550-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00717310-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00712838-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00703926-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695510-1	11.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00705978-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00726358-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698690-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00722988-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698576-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698176-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00693904-1	11.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698330-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698196-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698188-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698746-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00727034-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00714568-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00705792-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Акционерное общество Опытно-производственное хозяйство «Анапа»	20102-22-00712128-1	31.03.2022	2022	0,15	0,12	6	0,015
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00706424-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00697776-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698598-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00716650-1	15.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00711350-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00713128-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00725522-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00695268-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00704994-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00710186-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00709286-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00723910-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00688520-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00715338-1	05.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00701608-1	30.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00724200-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00712122-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698136-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00716156-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695926-1	11.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00718684-1	15.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00699826-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00692898-1	06.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00718712-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00722936-1	29.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00711046-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00701580-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698648-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698040-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698152-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00714556-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00695202-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00726312-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00725252-1	18.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00692812-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00720392-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00712290-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695048-1	19.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00691134-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00707224-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00719692-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698942-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698590-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698654-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698854-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698140-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00709052-1	09.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00725492-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00698792-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00688742-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00696316-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00699794-1	28.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00690900-1	20.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00692064-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00702022-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-22-00701972-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00694404-1	13.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00702872-1	22.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00727718-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00695488-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00698076-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00712922-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00715740-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00726346-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00706422-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00723604-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00722674-1	29.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00726126-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00726306-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00708458-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00723212-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00710256-1	15.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Публичное акционерное общество «Вымпел-Коммуникации»	40102-22-00703488-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00712960-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00702952-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00727644-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00728024-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	40102-21-00695638-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00723582-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00711346-1	16.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00723930-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00718048-1	12.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-21-00691012-1	21.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00705018-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00726332-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джемете	Физ.лицо	10102-22-00714022-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская								
ПС 110 кВ Джигинская	Общество с ограниченной ответственностью «РТ-Инвест Транспортные Системы»	40102-16-00337176-1	06.12.2016	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-17-00364980-1	14.03.2017	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-17-00364976-1	16.03.2017	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-17-00364962-1	06.03.2017	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-17-00364982-1	27.03.2017	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	20102-19-00543872-1	19.12.2019	2023	0,30	0,00	10	0,030
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00564398-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00565548-1	14.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00571600-1	28.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00569266-1	29.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00571594-1	29.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00569260-1	29.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00569244-1	29.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00578192-1	24.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-20-00593368-1	16.11.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00593168-1	11.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00594924-1	12.11.2020	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-20-00605370-1	28.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-21-00616426-1	12.03.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00616656-1	24.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00621938-1	19.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00621968-1	19.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00621008-1	19.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00622140-1	25.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00630728-1	29.04.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-21-00613798-1	03.03.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00635818-1	31.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00639090-1	02.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00634140-1	21.06.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00646348-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00635566-1	13.05.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00646364-1	25.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	20102-21-00647624-1	06.07.2021	2022	0,09	0,06	0,4	0,009
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00651794-1	15.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00650992-1	20.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00651842-1	15.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00654774-1	05.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00659968-1	19.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00669522-1	27.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00667944-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00668032-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00663684-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00669536-1	27.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00667978-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00668004-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00669540-1	27.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00669388-1	27.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00669574-1	27.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00667690-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00669876-1	22.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00673976-1	12.10.2021	2023	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00677508-1	26.10.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00693172-1	28.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-21-00680936-1	17.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00677846-1	28.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00683202-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00688202-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00685422-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00687942-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00686318-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00686828-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00689898-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00687936-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00687922-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00687906-1	09.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00696412-1	10.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00689288-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00689510-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00687920-1	08.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00687404-1	03.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00689726-1	17.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00708686-1	18.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00714818-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00711288-1	16.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00717288-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00709618-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00718906-1	18.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00715736-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-22-00720690-1	23.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00721410-1	06.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00726042-1	20.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00705742-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00707280-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00699490-1	27.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00709628-1	16.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00715904-1	06.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00705004-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00714796-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00718038-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00724606-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00721284-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00695616-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00697102-1	21.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00711980-1	18.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00701720-1	14.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00696322-1	14.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00716318-1	12.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00723264-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00699510-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00708594-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00719750-1	20.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00690352-1	27.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00720614-1	25.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00728654-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00715950-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00715774-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00695500-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00697918-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00690188-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00696980-1	18.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00723124-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00705782-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00723640-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00715490-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00723116-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00697816-1	24.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00721232-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00722016-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Акционерное общество «Почта России»	10102-22-00711040-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00723252-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00722706-1	04.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00723880-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-22-00719892-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00715956-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00693750-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00695036-1	10.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00722582-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00706964-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00720756-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00723166-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00725792-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00699188-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Муниципальное бюджетное учреждение культуры «Первомайская централизованная клубная система» муниципального образования город-курорт Анапа	40102-22-00715320-1	05.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00697826-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00722684-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-22-00702984-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00694368-1	13.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00693478-1	10.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00700036-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00709782-1	16.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00693854-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	40102-22-00714972-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00716138-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00719210-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00690628-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00723142-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00694386-1	19.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00721948-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00722046-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00708530-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00708578-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00709820-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00708672-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00706786-1	19.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00722062-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00695798-1	13.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00697772-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00723128-1	04.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00699446-1	02.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00717056-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00727046-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00707206-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00690626-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00708302-1	04.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-21-00696140-1	11.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00699258-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00721204-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00700010-1	02.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00712870-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00718030-1	18.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00712892-1	24.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Джигинская	Физ.лицо	10102-22-00701854-1	14.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко								
ПС 110 кВ Сукко	Публичное акционерное общество «Вымпел-Коммуникации»	40102-15-00269492-1	13.01.2016	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Лазурит»	20102-15-00263932-1	13.11.2015	2023	0,60	0,00	10	0,060
ПС 110 кВ Сукко	Публичное акционерное общество «МегаФон»	40102-16-00350652-1	09.01.2017	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-17-00380834-1	22.05.2017	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00455548-1	17.07.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00445586-1	26.06.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-18-00451432-1	27.06.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00451438-1	27.06.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-18-00451392-1	27.06.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00451408-1	27.06.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00455748-1	17.07.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00456410-1	17.07.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00455546-1	17.07.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00455808-1	17.07.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-18-00445600-1	26.06.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00455792-1	17.07.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-18-00455742-1	17.07.2018	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-18-00459750-1	06.08.2018	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-19-00522534-1	30.09.2019	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-19-00525936-1	12.12.2019	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-20-00573914-1	03.09.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-20-00574372-1	28.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-20-00570688-1	24.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-20-00561088-1	06.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-20-00572068-1	24.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-20-00586608-1	23.11.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-20-00586356-1	30.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-20-00604676-1	22.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Общество с ограниченной ответственностью «Мегаполис»	40102-20-00607028-1	29.12.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-20-00605748-1	23.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00610872-1	27.01.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00614728-1	12.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00614690-1	12.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00612846-1	02.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	20102-21-00613436-1	17.02.2021	2022	0,09	0,00	0,4	0,009
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00623754-1	30.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-21-00616778-1	24.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00619582-1	24.03.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00620392-1	07.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00633314-1	14.05.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00618796-1	19.03.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00627564-1	13.04.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00618198-1	09.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	20102-21-00622586-1	29.03.2021	2023	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-21-00624032-1	30.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00653848-1	27.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00628648-1	27.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00631764-1	27.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-21-00635504-1	21.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00635954-1	19.05.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-20-00601322-1	08.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00639260-1	03.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00639244-1	02.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00639278-1	02.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00639546-1	02.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00636394-1	16.06.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00637832-1	02.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00637802-1	02.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00646178-1	25.06.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00640718-1	16.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Сукко	управление жилищно-коммунального хозяйства администрации муниципального образования город-курорт Анапа	40102-21-00647512-1	07.07.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00646666-1	01.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00652376-1	16.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-21-00651494-1	15.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-21-00656458-1	02.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00657306-1	06.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00659550-1	20.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00654460-1	23.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00657822-1	18.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00661380-1	25.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00657832-1	10.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	20102-21-00672922-1	18.10.2021	2022	0,05	0,02	0,4	0,005
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00666782-1	20.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00671216-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00662610-1	30.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00661880-1	27.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00660348-1	31.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00663218-1	30.08.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00662080-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00669840-1	23.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00668450-1	20.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00664998-1	06.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00665020-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00666590-1	06.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00667530-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00668742-1	20.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-21-00667494-1	17.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00666092-1	13.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00678462-1	28.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00685534-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00680920-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00686082-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00668858-1	27.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00676336-1	19.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00686008-1	26.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00684372-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00677318-1	25.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00688818-1	14.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00689174-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00685906-1	26.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00685900-1	26.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00685922-1	26.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00686064-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00686092-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00674824-1	25.10.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00685928-1	26.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00687542-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00680474-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00681594-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00690406-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00685296-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00683806-1	26.11.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00688014-1	08.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00683412-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00689760-1	24.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00683376-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00688938-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00711786-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00685888-1	26.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00688642-1	31.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	20102-21-00694122-1	17.01.2022	2023	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00693186-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00687488-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00694390-1	31.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00689894-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00690438-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Индивидуальный предприниматель Шутилин Евгений Владимирович	40102-22-00711084-1	24.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00687848-1	03.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00689552-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00698980-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00686056-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00695120-1	12.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00690532-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	ИП Лебедев Николай Сергеевич	20102-21-00684416-1	26.11.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00688350-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00687882-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00698756-1	25.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00695712-1	13.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00723740-1	12.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00721236-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00723738-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00703682-1	18.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00723752-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00700916-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00697946-1	25.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00725086-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00694438-1	24.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00710570-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00719068-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00715878-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00716668-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00714954-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00717874-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00693546-1	14.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00711924-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00721656-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00708678-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00719810-1	25.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00724702-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00692186-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00721878-1	29.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00699218-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00700516-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00694146-1	03.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00719394-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Индивидуальный предприниматель Лисицин Евгений Борисович	20102-22-00726480-1	23.05.2022	2023	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00692554-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00690478-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00690826-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00706510-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00720652-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00694334-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Общественная организация муниципального образования города-курорта Анапа «Центр армянской национальной культуры имени Испирьяна»	10102-22-00713070-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00723892-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00721616-1	26.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00692596-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00719312-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00710936-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00720384-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00708582-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00722782-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702106-1	11.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00724898-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-21-00693492-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00704864-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00711180-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00725344-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00692256-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00714380-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00695218-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00722552-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00722712-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-22-00711946-1	24.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00721836-1	29.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00693886-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702374-1	18.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702166-1	11.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00705894-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00696128-1	12.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00709254-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00704906-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00711820-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00722804-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00701244-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00646676-1	29.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00723184-1	05.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	20102-22-00711426-1	23.03.2022	2022	0,20	0,00	0,4	0,020
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00728812-1	25.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00715562-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00724082-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00701830-1	07.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702118-1	09.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00715336-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00723894-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00705374-1	02.03.2022	2022	0,00	0,02	0,4	0,000
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00700572-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00712414-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00715882-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00727998-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00691656-1	28.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00712672-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00713386-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00718478-1	11.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	20102-22-00720726-1	11.05.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702330-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00721848-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00719628-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00707982-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00691856-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00707768-1	05.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00724502-1	16.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00704860-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00704922-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00721554-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00721834-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702122-1	11.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00691618-1	23.12.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702124-1	09.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00714394-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00724100-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00690282-1	24.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00704904-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00686860-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00712354-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00691888-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702142-1	09.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702134-1	08.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00703664-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00714178-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Акционерное общество «Анапа Водоканал»	40102-22-00714594-1	31.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00719382-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702042-1	11.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702054-1	11.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00711482-1	18.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00704910-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00703318-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00704880-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00715634-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702148-1	11.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00722230-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00704944-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00699434-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00700560-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00716450-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00699586-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00699536-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00694354-1	11.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	40102-22-00710884-1	24.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00700906-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00728896-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00722734-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00699412-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00724896-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	20102-22-00716602-1	08.04.2022	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00722728-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00702138-1	11.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00715348-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00694074-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00705686-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00690102-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00692610-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00715932-1	08.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00719298-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00710974-1	15.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00699432-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00699440-1	03.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00721592-1	27.04.2022	2022	0,00	0,01	0,4	0,000
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00704900-1	21.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00695904-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00709006-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00708870-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00719010-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00716698-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00693822-1	11.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00727986-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00698000-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-22-00722974-1	18.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Сукко	Физ.лицо	10102-21-00691700-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская								
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Трио Транс»	20104-14-00201364-1	25.09.2014	2023	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-18-00433836-1	21.03.2018	2022	0,15	0,15	10	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-18-00463396-1	28.08.2018	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00485728-1	18.01.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00485746-1	18.01.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00494564-1	11.04.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-19-00539198-1	21.11.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00529800-1	12.10.2019	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00523840-1	16.09.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00523826-1	16.09.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-19-00533288-1	28.10.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00526432-1	07.10.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00523806-1	16.09.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-19-00539172-1	21.11.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-19-00535572-1	29.10.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00546474-1	25.12.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Глава крестьянского (фермерского) хозяйства Вахрушев Олег Борисович	20104-19-00539206-1	10.12.2019	2022	0,11	0,00	0,4	0,011
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00551828-1	13.02.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00547398-1	14.01.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-19-00545992-1	25.12.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-19-00545872-1	23.12.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00564984-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00565074-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566194-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566180-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00572908-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566192-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573170-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573848-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573702-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573718-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00563202-1	06.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00563224-1	06.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575168-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00563628-1	13.07.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575126-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00574846-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00564940-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00564990-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566198-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00564942-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00561588-1	07.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00576022-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00565056-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566186-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566224-1	11.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566140-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566184-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00565004-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575936-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00563208-1	06.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00574794-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00572950-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573666-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00572888-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573202-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573156-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00572934-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00563204-1	06.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00569164-1	29.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573282-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566150-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575372-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00560506-1	24.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00564702-1	28.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575146-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575272-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575214-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00565050-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00565070-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00565028-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00564944-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573216-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00566156-1	03.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00573686-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00572896-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10102-20-00577036-1	27.08.2020	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00572984-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575332-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00565138-1	23.07.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575230-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00576000-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00563206-1	06.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575258-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00564938-1	22.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00565506-1	10.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00563216-1	06.05.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00565670-1	02.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575182-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00568962-1	30.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00574814-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00574848-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00565788-1	09.06.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00572964-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00575488-1	07.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00577266-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00577320-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00576870-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00576844-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00577336-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00576808-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00576398-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00577136-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00577070-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00577372-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00576420-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00585082-1	05.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584794-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584800-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00583890-1	09.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584836-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584872-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584900-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584914-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00586124-1	28.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584930-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584936-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584938-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00583782-1	09.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00584940-1	21.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00580152-1	27.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00583816-1	09.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00583870-1	09.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00590582-1	21.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-20-00590682-1	21.10.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Муниципальное казенное учреждение «Управление жилищно-коммунального хозяйства города» муниципального образования город Новороссийск	20104-20-00585718-1	07.10.2020	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Индивидуальный предприниматель Поездник Мария Александровна	20104-20-00596844-1	18.11.2020	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Акционерное общество «Оборонэнерго»	20104-20-00604156-1	12.02.2021	2022	0,25	1,22	10	0,025
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00603294-1	18.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00611764-1	01.02.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00622606-1	23.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00616470-1	12.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00622698-1	23.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00631358-1	25.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00632070-1	13.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-21-00627148-1	22.04.2021	2023	0,05	0,10	10	0,005
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00631194-1	11.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-21-00625894-1	31.03.2021	2022	0,00	0,07	0,4	0,000
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00630596-1	22.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00629538-1	16.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00634554-1	17.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00633400-1	13.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00634730-1	05.05.2021	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Товарищество собственников недвижимости «СНТ Цель»	20104-21-00631592-1	13.05.2021	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00634326-1	17.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00636040-1	17.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00648540-1	07.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-21-00639240-1	17.06.2021	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639184-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639438-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639408-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639220-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639230-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639362-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639194-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639458-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639518-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639556-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639580-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639606-1	29.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00631798-1	17.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642536-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00641844-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641824-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641606-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642322-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642346-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642298-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642240-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642664-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641818-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642682-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642304-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642490-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642646-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642258-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642266-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642696-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641650-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642288-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642200-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642178-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642460-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641874-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642372-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642574-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00641770-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642388-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642678-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642292-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642588-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642300-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641832-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642256-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642244-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642362-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642328-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641812-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641622-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642562-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642234-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642212-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00640770-1	21.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642308-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642608-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641642-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642316-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641854-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00641784-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642274-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642704-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00671826-1	12.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642622-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Крестьянское хозяйство «Цемдолинское»	40104-21-00648916-1	19.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00649746-1	13.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642190-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00646168-1	30.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00639202-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00641800-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-21-00647246-1	07.07.2021	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Индивидуальный предприниматель Мироненко Сергей Александрович	20104-21-00657498-1	24.08.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00651156-1	14.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00658660-1	20.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Сельскохозяйственное предприятие Раевское»	20104-21-00651552-1	14.07.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00654196-1	29.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00653468-1	03.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00653088-1	29.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00642280-1	18.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00648102-1	05.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00653436-1	03.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656506-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659070-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659084-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00658970-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659396-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656384-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00658984-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00658996-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656518-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656970-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656364-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659452-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656510-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659008-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656514-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656440-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656570-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656490-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656556-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656344-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656588-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00655990-1	06.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656516-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659022-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659096-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00658762-1	16.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656606-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656502-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656744-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659254-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659250-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00655826-1	02.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00661546-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659036-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659052-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659276-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656512-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656486-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659434-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-20-00577238-1	18.08.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00660052-1	01.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00662882-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00663758-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00660390-1	30.08.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00660498-1	13.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659108-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659110-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00661164-1	02.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00660058-1	23.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00660034-1	23.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00659290-1	01.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00661910-1	08.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00668506-1	01.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00661524-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672342-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672234-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672830-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672676-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672158-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672220-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672620-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Индивидуальный предприниматель Гончарова Марина Анатольевна	10104-21-00671304-1	28.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672142-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672320-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672606-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672224-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672584-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672554-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672546-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672194-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00670508-1	27.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672538-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00669226-1	28.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673132-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673196-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672522-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Индивидуальный предприниматель Гончарова Марина Анатольевна	10104-21-00672776-1	06.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673372-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672106-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672184-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673256-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00668398-1	26.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00670018-1	21.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00669094-1	27.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673198-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673270-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673446-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672504-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673716-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672476-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676488-1	22.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00669706-1	23.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00669736-1	23.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673700-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672362-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672432-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672416-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672398-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672348-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672384-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00669754-1	23.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683100-1	18.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679684-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00685812-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677586-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691930-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676930-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677626-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677468-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679460-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679524-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672644-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679598-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679658-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676548-1	03.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673884-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691882-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676892-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00674432-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-21-00674454-1	21.10.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00674548-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00675848-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00675274-1	19.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679480-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672722-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676314-1	26.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00674008-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677434-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677426-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673846-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00675582-1	28.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676946-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673918-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676380-1	08.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673914-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683048-1	18.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677042-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00674444-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676566-1	03.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709728-1	21.03.2022	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679776-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00674468-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676518-1	03.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677010-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676848-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676370-1	21.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676490-1	03.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00674456-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679424-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679486-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679554-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676972-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677870-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677024-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676836-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00672124-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677894-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677412-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676862-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677852-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676760-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691820-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691866-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679356-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691780-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677904-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691762-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00674452-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679382-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00674004-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679584-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691950-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677658-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677416-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691854-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683116-1	18.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683072-1	18.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677642-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683124-1	18.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679802-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677000-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678758-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676476-1	22.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679644-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679546-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691074-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679494-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691200-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691704-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679652-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678730-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691890-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683012-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678842-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677680-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678786-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678646-1	28.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678744-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679608-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678716-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679992-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00680172-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679592-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679614-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691320-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679640-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679582-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00680144-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00685702-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678802-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00680660-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678776-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679664-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679602-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691694-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679670-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678738-1	28.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679522-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00680124-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683064-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683090-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679704-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00681138-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678846-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676724-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678704-1	28.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00685646-1	02.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678702-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678598-1	29.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679970-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691634-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679548-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691790-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679890-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679920-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691868-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691486-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00680620-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678560-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678516-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00673418-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00680016-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00675564-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678498-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679476-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677804-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678624-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00677420-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678578-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679712-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678604-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00680108-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683046-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678552-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679836-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00681066-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690920-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691928-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678536-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679324-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00684778-1	26.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678564-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00680098-1	25.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678666-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690988-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676708-1	12.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691444-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00676440-1	03.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00681026-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00678658-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00680072-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690952-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Муниципальное унитарное предприятие «Водоканал города Новороссийска»	20104-21-00682958-1	15.11.2021	2022	0,45	0,00	10	0,045
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683058-1	18.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717820-1	12.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00685004-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00684072-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00684080-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00684098-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00684074-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683086-1	18.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686784-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686848-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686670-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686874-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686890-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686776-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686818-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686906-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686518-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686814-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686622-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686592-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00683666-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686560-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686630-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686552-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686500-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686480-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00687594-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686354-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686386-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686336-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686916-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686446-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686428-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00687040-1	10.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00687638-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686424-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686360-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00688584-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00682996-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686018-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686930-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686298-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686320-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00687966-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00685792-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686908-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686430-1	02.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00687398-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00685388-1	02.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686140-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686542-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686244-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00679412-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00685942-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686406-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686420-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686532-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686688-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00689270-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686166-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686192-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686866-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00689722-1	14.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00685850-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00684354-1	30.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686888-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686496-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686158-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Салаты с моря»	20104-22-00703782-1	22.02.2022	2023	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686462-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00687580-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686294-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686396-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686578-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00687168-1	07.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00686274-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692398-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701708-1	20.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	10104-22-00724416-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708930-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691472-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703722-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691504-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714384-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710112-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00709062-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709036-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710066-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709900-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710910-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704204-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701490-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712476-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709192-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00706496-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00695560-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697508-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718434-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717364-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713808-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714432-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717384-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717450-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717530-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692314-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709962-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718990-1	05.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717790-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	40104-22-00712014-1	21.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00693514-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707310-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707438-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	10104-22-00724456-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00699050-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708052-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715996-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697580-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707998-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716154-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716690-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711048-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703680-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711108-1	22.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709414-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711336-1	05.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717788-1	12.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709114-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709906-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709908-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00709770-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709886-1	11.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713106-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717882-1	18.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692316-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710762-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710804-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718202-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709902-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713800-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707564-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713738-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713726-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697684-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715542-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715512-1	08.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718350-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00696028-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718012-1	19.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717302-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00723154-1	04.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697724-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716220-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00719250-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712584-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692430-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712780-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00719432-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-22-00723842-1	06.05.2022	2023	0,07	0,02	0,4	0,007
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710928-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709138-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709804-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709826-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00694420-1	31.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710758-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692648-1	03.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710680-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711076-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00725124-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727230-1	26.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718404-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715276-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721916-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703650-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710402-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710432-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710386-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710358-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721976-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692270-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697338-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714108-1	31.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727188-1	26.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-22-00724078-1	25.05.2022	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00719016-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00722468-1	25.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690462-1	30.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690984-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715216-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698870-1	27.01.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715944-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715876-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00725218-1	18.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711182-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692230-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717016-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690118-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00719148-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712504-1	31.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717190-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691400-1	22.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00702522-1	11.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708058-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717160-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721128-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708614-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712830-1	25.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709560-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709912-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709914-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709916-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	10104-22-00724482-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00696338-1	19.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704418-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704496-1	29.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698822-1	27.01.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710830-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692432-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721148-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690542-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	10104-22-00724306-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707574-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715004-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714878-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00724490-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698922-1	03.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716854-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710088-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697360-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717066-1	07.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717052-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721988-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727422-1	25.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00695282-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709702-1	28.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00699094-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708298-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703514-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703848-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709512-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709918-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709920-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715332-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00719200-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690512-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692326-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707378-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716368-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697420-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00707620-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716750-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00724320-1	12.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00696214-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00720158-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691484-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701834-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712722-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708606-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708856-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708272-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709354-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717426-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00720552-1	29.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709922-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707744-1	09.03.2022	2023	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692118-1	29.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703532-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716886-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710122-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710204-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710458-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713710-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00726384-1	23.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690294-1	17.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691904-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714136-1	31.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718236-1	14.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721860-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690550-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00705126-1	15.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704714-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711364-1	22.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710388-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710476-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718406-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721782-1	29.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692296-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718228-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697780-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714042-1	31.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00722194-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727324-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692462-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00725304-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710234-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00711976-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698994-1	04.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707404-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707386-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707266-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714854-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707962-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00707946-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00719160-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00724298-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708794-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716144-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716124-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00725546-1	20.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708742-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708282-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712898-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691688-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703468-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709422-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709428-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692402-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704358-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00709896-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707284-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707516-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712310-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Индивидуальный предприниматель Михайлевская Людмила Васильевна	20104-22-00724048-1	23.05.2022	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711444-1	05.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697768-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709400-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	10104-22-00724472-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691840-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698850-1	27.01.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00703578-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716316-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716104-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716670-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00694344-1	31.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708624-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711412-1	22.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717388-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704298-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709536-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709528-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704432-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710382-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00696866-1	17.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704270-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00723870-1	26.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713566-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713784-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00656352-1	09.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692482-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710274-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710494-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713694-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709514-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715412-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715100-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715132-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714814-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727684-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714880-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715312-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709508-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709496-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701600-1	14.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717182-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703438-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709980-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710376-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713780-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00700424-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713680-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-22-00720800-1	16.05.2022	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00700634-1	10.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00722584-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714860-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697228-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714794-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715506-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715964-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715908-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00699098-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690108-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00693048-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697746-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708732-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «АГРОМЕР»	20104-22-00709176-1	22.03.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00720026-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698004-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709386-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708382-1	28.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Салаты с моря»	20104-22-00723418-1	06.05.2022	2023	0,11	0,00	0,4	0,011
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00723744-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707600-1	03.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708312-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00719912-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00709792-1	14.03.2022	2023	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709518-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00700740-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00700654-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709206-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709242-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709892-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704470-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710446-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710422-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710400-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714496-1	18.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710306-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710792-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717560-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716902-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717300-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711092-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713728-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713966-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703486-1	16.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00688754-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	40104-22-00723494-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00723878-1	11.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718392-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714946-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701858-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707414-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715988-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Муниципальное автономное учреждение «Спортивна школа «Пегас» Муниципального образования город Новороссийск	40104-22-00718468-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712416-1	31.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708392-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714982-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707332-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707252-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715808-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715760-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00720212-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00720120-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00702000-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707654-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00702912-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00712890-1	23.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708714-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717472-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727398-1	25.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711140-1	22.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692244-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703786-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709322-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717780-1	12.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717750-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690404-1	27.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701060-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710098-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710374-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717930-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698588-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727164-1	26.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711484-1	22.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713838-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713904-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701850-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711892-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707418-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714930-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714906-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713642-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713806-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714214-1	31.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00721494-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727650-1	25.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697378-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690716-1	24.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Индивидуальный предприниматель Аракелян Карине Эвальдиковна	20104-22-00703332-1	14.02.2022	2023	0,09	0,02	0,4	0,009
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710090-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710780-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710766-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703828-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715474-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715750-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710470-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692010-1	27.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00705066-1	25.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00728032-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727822-1	25.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712132-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716686-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717156-1	07.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717316-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717332-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717120-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717708-1	12.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721714-1	29.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727318-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697396-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701870-1	18.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707932-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708352-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708702-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716230-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692290-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	20104-22-00702398-1	05.04.2022	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709364-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709372-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713474-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714768-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715006-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709234-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718882-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727394-1	25.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710938-1	22.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710984-1	05.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708480-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709212-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712362-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712402-1	31.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712944-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703622-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716866-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Салаты с моря»	20104-22-00723388-1	06.05.2022	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717662-1	12.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710152-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717258-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-21-00690704-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00700722-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00692464-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00700902-1	03.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711120-1	05.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716394-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710052-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691316-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710002-1	14.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711162-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715946-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Салаты с моря»	20104-22-00723324-1	06.05.2022	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717890-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721064-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711492-1	16.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727730-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701878-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00725112-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00724944-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714980-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714958-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715926-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717732-1	12.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00702730-1	11.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707348-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Публичное акционерное общество «Ростелеком»	40104-22-00712678-1	28.03.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716838-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707922-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708662-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713064-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Салаты с моря»	20104-22-00723348-1	06.05.2022	2022	0,11	0,00	0,4	0,011
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709316-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698754-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703748-1	28.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713592-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704392-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715558-1	07.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717760-1	12.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690140-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710760-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713418-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00724510-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716344-1	13.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717734-1	12.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708400-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711082-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717130-1	07.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718966-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00718536-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00702154-1	18.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698236-1	24.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00702026-1	18.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00706192-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708646-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707356-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698258-1	24.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	40104-22-00711990-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	10104-22-00712030-1	31.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	40104-22-00712042-1	31.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717868-1	12.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00723628-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698520-1	25.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00711150-1	13.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00706344-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708674-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709418-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00716790-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710540-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707622-1	03.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00697418-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690580-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00724994-1	23.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714844-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00701226-1	07.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708892-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00722948-1	11.05.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709264-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00726404-1	20.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709344-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709398-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00695050-1	03.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714176-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698932-1	04.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00723012-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690610-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00720548-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00724832-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00707906-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691048-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712916-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709592-1	15.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00719174-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00712532-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714248-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714112-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709390-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00714040-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00713644-1	01.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00727774-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710332-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710742-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00717404-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00723672-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00701792-1	14.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710776-1	16.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00693298-1	31.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00698404-1	07.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	40104-22-00716892-1	13.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708454-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00719766-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00704802-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Общество с ограниченной ответственностью «Предгорье Кавказа»	10104-22-00724438-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00699154-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00699020-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710896-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710452-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710700-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00715334-1	18.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00721022-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00696198-1	11.01.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00703510-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00708548-1	11.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00710750-1	15.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00690926-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-22-00709358-1	10.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Раевская	Физ.лицо	10104-21-00691456-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Водозабор (КЭС)								
ПС 110 кВ Водозабор (КЭС)	Физ.лицо	21106-19-00509738-1	10.06.2019	2023	0,54	0,00	10	0,054
ПС 110 кВ Водозабор (КЭС)	Физ.лицо	21106-21-00657742-1	11.08.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Кислородный завод								
ПС 110 кВ Кислородный завод	Общество с ограниченной ответственностью «Краснодарэнерго»	21200-22-00719542-1	19.04.2022	2022	0,12	0,53	6	0,000
ПС 110 кВ РИП								
ПС 110 кВ РИП	ООО «УК Профи Сервис»	21100-12-00095414-1	11.10.2012	2023	0,20	0,00	0,4	0,020
ПС 110 кВ РИП	АО «Компания Импульс»	21100-20-00589942-1	19.10.2020	2022	0,05	7,99	6	0,005
ПС 110 кВ РИП	Общество с ограниченной ответственностью «Актон»	21100-20-00598254-1	26.01.2021	2022	0,15	8,14	10	0,015
ПС 110 кВ РИП	АО «Компания Импульс»	11100-20-00606224-1	12.01.2021	2023	0,02	7,99	6	0,002
ПС 110 кВ РИП	АО «Компания Импульс»	11100-20-00606256-1	12.01.2021	2023	0,02	7,99	6	0,002
ПС 110 кВ РИП	АО «Компания Импульс»	11100-20-00608156-1	12.01.2021	2023	0,02	7,99	6	0,002
ПС 110 кВ РИП	АО «Компания Импульс»	21100-20-00605796-1	12.01.2021	2023	0,04	7,99	6	0,004
ПС 110 кВ РИП	АО «Компания Импульс»	11100-20-00606310-1	12.01.2021	2023	0,02	7,99	6	0,002
ПС 110 кВ РИП	Общество с ограниченной ответственностью «Актон»	21106-21-00618806-1	04.03.2021	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ РИП	Общество с ограниченной ответственностью «Энергосистемы»	21200-21-00687874-1	03.12.2021	2022	0,30	5,61	10	0,030
ПС 110 кВ Динская								
ПС 110 кВ Динская	ООО «Гражданстройпроект-Юг»	21106-17-00375612-1	14.07.2017	2023	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Динская	Администрация Динского сельского поселения Динского района	21103-20-00585846-1	27.10.2020	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Динская	Муниципальное бюджетное учреждение культуры «Культурно-досуговое объединение» Динского сельского поселения Динского района	21103-22-00699252-1	02.02.2022	2023	0,07	0,05	0,4	0,007
ПС 110 кВ Динская	ИП Зотова Лариса Владимировна	21103-21-00695140-1	11.01.2022	2022	0,04	0,02	0,4	0,004

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Динская	Государственное казенное учреждение «Главное управление строительства Краснодарского края»	21103-21-00684912-1	27.12.2021	2022	0,20	0,00	0,4	0,020
ПС 110 кВ Динская	ИП Юрченко Владислав Николаевич	21103-21-00695432-1	14.01.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00701626-1	07.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00712834-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00721700-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00726462-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Динская	Местная религиозная организация православный Приход храма Святой Троицы ст. Динской Краснодарского края Екатеринодарской и Кубанской Епархии Русской Православной Церкви	21103-22-00723596-1	19.05.2022	2022	0,10	0,05	0,4	0,010
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00727004-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00721046-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00721050-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00714578-1	31.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00707764-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00709780-1	14.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00707594-1	04.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00719554-1	19.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Динская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	41103-22-00704636-1	22.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Динская	Физ.лицо	11103-22-00717090-1	06.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Мартанская								
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-21-00646022-1	28.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Мартанская	Индивидуальный предприниматель Белай Ирина Николаевна	41102-21-00659936-1	18.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-21-00669128-1	22.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-21-00678826-1	29.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-21-00679264-1	29.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-21-00678780-1	29.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-21-00695514-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-22-00721810-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-22-00713674-1	31.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	41102-22-00699134-1	28.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-22-00712762-1	28.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-22-00703020-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Мартанская	Физ.лицо	11102-22-00707590-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская								
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-20-00549812-1	25.02.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-20-00553598-1	26.02.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-20-00576162-1	01.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-20-00576748-1	01.09.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-20-00593140-1	19.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	21104-20-00606968-1	26.01.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00611636-1	28.01.2021	2022	0,00	0,02	0,4	0,000
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00628290-1	26.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00631214-1	26.04.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	21104-21-00632936-1	03.06.2021	2022	0,04	0,00	0,4	0,004
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00653348-1	29.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00658092-1	13.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00651660-1	02.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00660940-1	15.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00665058-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-21-00665002-1	29.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00674614-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	21104-21-00676290-1	19.11.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00680154-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00680166-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00680214-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00680184-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00680208-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00680204-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00680200-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Публичное акционерное общество «Вымпел-Коммуникации»	41104-21-00678242-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00680188-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00694684-1	13.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00688708-1	13.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00682606-1	17.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-21-00687126-1	09.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00721522-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00725992-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00718798-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00726798-1	19.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	41104-22-00704592-1	22.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703472-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00710592-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00721686-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703550-1	25.02.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00710504-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00710594-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00710482-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703552-1	17.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00698282-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00724560-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-21-00694720-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00712224-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00722532-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-22-00702884-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-22-00717588-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00700340-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00707720-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-21-00693814-1	18.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00714020-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00711220-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00725910-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00713388-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00701268-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00710920-1	22.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00710596-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00712904-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00700794-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-21-00688950-1	14.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00715042-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703062-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00702316-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00702338-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703554-1	17.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00728662-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Ильская	Общество с ограниченной ответственностью «Кубрента»	21104-22-00697740-1	25.01.2022	2022	0,04	0,02	0,4	0,004
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00708014-1	18.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00707456-1	02.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00718868-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00701656-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00718558-1	11.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703556-1	17.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703372-1	11.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703558-1	17.03.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703560-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00715122-1	31.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00708146-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00721662-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00727010-1	20.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00698254-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00698266-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-22-00715310-1	14.04.2022	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00711486-1	28.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00700408-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00720814-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00701734-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00718294-1	11.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Индивидуальный предприниматель Сергиенко Минзайнап Исламовна	41104-22-00718648-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00709868-1	28.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	41104-22-00728854-1	23.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00701574-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00717398-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00717438-1	11.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00704800-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00706476-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00717004-1	12.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00703564-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00709292-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00724486-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00702352-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00710598-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Индивидуальный предприниматель Карабахцян Эдвард Зарзандович	21104-22-00727842-1	24.05.2022	2023	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00723270-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00714988-1	30.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00710600-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00725512-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00720828-1	25.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Ильская	Физ.лицо	11104-22-00711294-1	30.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская								
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-20-00555234-1	22.04.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-20-00555258-1	22.04.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-20-00555254-1	22.04.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-19-00546130-1	03.02.2020	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-20-00555278-1	22.04.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-20-00549856-1	12.02.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Крестьянское (фермерское) хозяйство Карамушко Валерий Иванович	41104-19-00538952-1	11.12.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-20-00555246-1	22.04.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-20-00555272-1	22.04.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Общество с ограниченной ответственностью «ЭКО-ФУД»	21104-21-00625100-1	14.04.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Северская	Общество с ограниченной ответственностью «ЭКО-ФУД»	21104-21-00625102-1	14.04.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Северская	Отдел Министерства внутренних дел Российской Федерации по Северскому району (дислокация ст. Северская)	41104-21-00624880-1	29.04.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	21104-21-00634812-1	25.05.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	21104-21-00638024-1	10.06.2021	2022	0,02	0,02	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	21104-21-00639376-1	07.07.2021	2022	0,12	0,00	0,4	0,012
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	21104-21-00642948-1	01.07.2021	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	21104-21-00638720-1	10.06.2021	2022	0,09	0,02	0,4	0,009
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00636422-1	25.06.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	21104-21-00663350-1	03.09.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00657936-1	02.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00669342-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00656476-1	06.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00662032-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-21-00660950-1	15.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00661414-1	24.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	21104-21-00668042-1	18.11.2021	2022	0,01	0,02	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00666992-1	21.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	21104-21-00671310-1	30.09.2021	2022	0,10	0,02	0,4	0,010
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00679924-1	10.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00687336-1	21.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00680276-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-21-00673930-1	25.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-21-00694876-1	13.01.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00684690-1	24.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00684682-1	24.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00685166-1	01.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-21-00686928-1	13.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00689824-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00688232-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00689220-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-21-00691378-1	21.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00688702-1	07.12.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00728254-1	26.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00723396-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00693806-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00724620-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713650-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00708726-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00715670-1	13.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713122-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00693826-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00724594-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Администрация Северского сельского поселения Северского района	41104-22-00711550-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00717468-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-22-00728336-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00723260-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00693852-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-22-00706078-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713198-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00724816-1	11.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00711246-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00703242-1	16.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-22-00709108-1	14.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00691330-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727364-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713158-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713322-1	26.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694222-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00723706-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694938-1	20.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706042-1	16.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706056-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00692798-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00715520-1	31.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00704546-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694644-1	29.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00708048-1	09.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727992-1	23.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00703424-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00724912-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00715094-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00715294-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00703244-1	16.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00698374-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694926-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00724862-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00691614-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727818-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00700648-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694108-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694724-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694960-1	11.01.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727358-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00693090-1	24.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00717462-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00692788-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706388-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00728132-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00664966-1	06.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00729706-1	25.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00711618-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00717114-1	11.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00719662-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00700396-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Администрация Северского сельского поселения Северского района	41104-22-00711028-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706384-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713182-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00719904-1	19.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00673964-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	41104-22-00706440-1	03.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00705306-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00722494-1	29.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727376-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00698420-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Северская	Публичное акционерное общество «Вымпел-Коммуникации»	41104-22-00703022-1	01.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694950-1	10.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00703246-1	16.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00700372-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694922-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00704080-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706394-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00704070-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727282-1	18.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706456-1	24.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Индивидуальный предприниматель Иванченко Илья Андреевич	41104-22-00715838-1	31.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Администрация Северского сельского поселения Северского района	41104-22-00711458-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Администрация Северского сельского поселения Северского района	41104-22-00711406-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00719990-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00707862-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00684378-1	29.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00703282-1	16.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-21-00694940-1	12.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00711580-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00714198-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00702996-1	11.02.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00724524-1	16.05.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-22-00726620-1	27.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713280-1	24.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-21-00694846-1	13.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00721224-1	26.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713166-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727284-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00712248-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00725976-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00715146-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-22-00727322-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706410-1	25.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00710356-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00711620-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00724582-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-22-00699108-1	01.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727418-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00704188-1	16.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706392-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00720480-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00704632-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713154-1	25.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00699232-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706390-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00708406-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00703316-1	16.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Северский районный союз потребительских кооперативов	41104-22-00714436-1	25.03.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-22-00714690-1	01.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706386-1	25.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-22-00701138-1	03.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00722478-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00726188-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00723268-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00717096-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00713476-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00724414-1	12.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00703338-1	16.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00714284-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00715156-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00722460-1	04.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00706574-1	28.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Индивидуальный предприниматель Рыбина Валерия Сергеевна	21104-21-00690424-1	19.01.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00704604-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	41104-22-00703074-1	10.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727452-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00723820-1	06.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727486-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	21104-22-00706282-1	03.03.2022	2023	0,12	0,03	0,4	0,012
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00712278-1	21.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00727344-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00698946-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00714166-1	19.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00715070-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00715048-1	06.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Северская	Физ.лицо	11104-22-00703362-1	16.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская								
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-19-00520976-1	19.08.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-19-00520962-1	13.09.2019	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-20-00580428-1	17.09.2020	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старокорсунская	ООО «Кубаньпродукт»	21106-20-00591068-1	30.10.2020	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старокорсунская	Общество с ограниченной ответственностью «ДАР ФРУТ»	21106-20-00591100-1	13.11.2020	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-20-00594914-1	10.11.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-20-00597120-1	02.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	41106-20-00598262-1	10.12.2020	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Муниципальное казенное учреждение муниципального образования город Краснодар «Единая служба заказчика»	21106-21-00619170-1	30.04.2021	2022	0,22	0,00	0,4	0,022
ПС 110 кВ Старокорсунская	ИП Садовников Андрей Владимирович	21106-21-00622580-1	05.04.2021	2022	0,07	0,02	0,4	0,007
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	41100-21-00615830-1	01.03.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00630702-1	26.04.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-21-00639410-1	06.07.2021	2022	0,14	0,01	0,4	0,014
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-21-00642632-1	21.06.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	41106-21-00640826-1	01.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00642598-1	16.06.2021	2023	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	41106-21-00638702-1	07.06.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-21-00643958-1	05.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00651774-1	21.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-21-00661478-1	11.09.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00658260-1	31.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00658240-1	31.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00658304-1	31.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00658228-1	31.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00658212-1	31.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00654490-1	28.07.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00657554-1	31.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-21-00663190-1	21.09.2021	2022	0,02	0,01	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00657580-1	31.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00658280-1	31.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-21-00670346-1	16.11.2021	2022	0,05	0,00	0,4	0,005
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00663694-1	30.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00661146-1	18.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00661296-1	23.08.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00659174-1	18.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00664278-1	13.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00669104-1	16.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00665144-1	07.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	41100-21-00656726-1	18.08.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11103-21-00666530-1	09.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00664292-1	13.09.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00666030-1	09.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00669744-1	22.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00672442-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00673322-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00673282-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00673290-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00673308-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00669770-1	23.09.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00673306-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00673244-1	07.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00671948-1	11.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00676034-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675062-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675194-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-21-00674760-1	09.11.2021	2022	0,03	0,02	0,4	0,003
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675224-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675196-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675176-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675190-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675056-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675102-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675158-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00676004-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675078-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00675018-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00675206-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00676012-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00676064-1	25.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00677762-1	26.10.2021	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00679220-1	19.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21100-21-00692298-1	17.01.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00675120-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675220-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21100-21-00692470-1	17.01.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00676020-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675002-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00673318-1	15.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00679310-1	15.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00675086-1	20.10.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00679618-1	09.11.2021	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00680240-1	09.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	ООО ПКФ «Винтэ.Н»	21106-21-00674978-1	22.10.2021	2022	0,13	0,02	0,4	0,013

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00681852-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	ИП Лихоносов Роман Михайлович	21106-22-00697416-1	27.01.2022	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00709790-1	09.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00684464-1	24.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00681826-1	16.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00683772-1	22.11.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	41100-21-00683582-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00687908-1	07.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00690712-1	15.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00690186-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00687870-1	06.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00688800-1	13.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00692022-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00687952-1	03.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00719630-1	14.04.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00691402-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00699882-1	28.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00699906-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00691342-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00727800-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00716540-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00724136-1	11.05.2022	2022	0,01	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00693322-1	23.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00695650-1	14.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00726422-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-20-00591146-1	16.12.2020	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00728954-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00702360-1	09.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00694452-1	28.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00711962-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00706832-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00705092-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00708718-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00706340-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00691336-1	20.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00717976-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00714274-1	06.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00704754-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00725926-1	16.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00722922-1	27.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00721572-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00718680-1	15.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-22-00706872-1	09.03.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00695824-1	03.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00701444-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00720364-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00720944-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00728122-1	23.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00714820-1	30.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00723248-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00726666-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00700542-1	31.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-21-00695828-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00706150-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00702220-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00725750-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00720974-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00727260-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00723668-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00723464-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00695790-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00721818-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00728872-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00725808-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00717986-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00695290-1	30.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	41106-22-00705304-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00710472-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00724632-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00709586-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00705462-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-21-00687574-1	16.12.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00706332-1	24.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00702144-1	08.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00728950-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00711014-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00720092-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00713352-1	23.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00708540-1	02.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00704698-1	21.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00717012-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00704252-1	17.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00725914-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00722858-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00700360-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00729040-1	24.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00710876-1	17.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00703146-1	09.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00710960-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00695818-1	11.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00724656-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00711480-1	21.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00728900-1	26.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00711470-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00723028-1	04.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00728486-1	23.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00700442-1	02.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00719114-1	14.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00713652-1	24.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00711052-1	16.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00724020-1	05.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Акционерное общество «Сталепромышленная компания»	21106-22-00709072-1	07.04.2022	2023	0,47	0,20	10	0,047
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00706208-1	22.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00713602-1	23.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00723146-1	11.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00719760-1	14.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00702218-1	04.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00714748-1	31.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00717146-1	05.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00722350-1	28.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00720334-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00708734-1	03.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00695802-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00725948-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00721954-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00698910-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00721200-1	21.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00720602-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00728970-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00703060-1	11.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00722910-1	27.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00723796-1	06.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00701624-1	09.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00717700-1	08.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00725582-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00726654-1	17.05.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00728862-1	24.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00698508-1	26.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00725986-1	16.05.2022	2022	0,00	0,00	0,4	0,000
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00720370-1	19.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00702258-1	07.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00719206-1	18.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00710510-1	09.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	41106-22-00715884-1	04.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00726006-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00721890-1	13.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-21-00695812-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00704686-1	17.02.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00718004-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00698464-1	27.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00697048-1	17.01.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00725604-1	17.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00719216-1	15.04.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00720600-1	20.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00701758-1	15.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00702880-1	11.02.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00724094-1	05.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00715820-1	07.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	21106-22-00716028-1	19.04.2022	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00711548-1	16.03.2022	2022	0,01	0,00	0,4	0,001
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00725968-1	16.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00728128-1	19.05.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00721774-1	25.04.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11100-22-00710996-1	18.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00709170-1	11.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00708080-1	10.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Старокорсунская	Физ.лицо	11106-22-00710448-1	15.03.2022	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Пашковская								
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	41100-21-00638446-1	24.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	41100-21-00638442-1	24.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	21106-21-00668918-1	06.10.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Пашковская	ИП Меликов Владимир Павлович	21100-21-00673548-1	10.01.2022	2022	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Пашковская	ИП Чиж Сергей Сергеевич	21106-21-00676124-1	02.11.2021	2022	0,10	0,00	0,4	0,010
ПС 110 кВ Пашковская	ИП Алексанян Севак Мушегович	21106-21-00679604-1	01.11.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Пашковская	ИП Арутюнян Арсен Левушович	21106-21-00679626-1	01.11.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	21106-21-00679638-1	29.10.2021	2022	0,03	0,00	0,4	0,003
ПС 110 кВ Пашковская	ИП Федоров Евгений Евгеньевич	21106-21-00679656-1	28.10.2021	2022	0,15	0,00	0,4	0,015

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента реализации, МВт
ПС 110 кВ Пашковская	ИП Алексанян Севак Мушегович	21106-21-00682036-1	11.11.2021	2022	0,07	0,08	0,4	0,007
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	21106-22-00716946-1	18.04.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	11106-22-00716940-1	18.04.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	21106-22-00708144-1	11.03.2022	2023	0,15	0,00	10	0,015
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	41100-21-00638450-1	24.05.2021	2022	0,02	0,00	0,4	0,002
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	21106-22-00716954-1	18.04.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015
ПС 110 кВ Пашковская	Физ.лицо	11106-22-00716956-1	18.04.2022	2023	0,15	0,00	0,4	0,015