

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

РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Ростовской области.....	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	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	15
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).....	15
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	15
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	27
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	29
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	45
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	45
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	45
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	53
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	54
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Ростовской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	54
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	57
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	58
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	59
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	62
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	62
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 Ростовской области	62
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	66
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)	68
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	70
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	72
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	73
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	74

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	75
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации	77
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии	81
ПРИЛОЖЕНИЕ В Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП	84

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	–	автоматический ввод резерва
АО	–	аварийное отключение
АПВ	–	автоматическое повторное включение
АТ	–	автотрансформатор
АУВ	–	автоматика управления выключателем
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДЗ	–	дистанционная защита
ДЗТ	–	дифференциальная защита трансформатора
ДЗШ	–	дифференциальная защита шин
ДФЗ	–	дифференциально-фазная защита
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ЗРУ	–	закрытое распределительное устройство
ИТС	–	индекс технического состояния
КЗ	–	короткое замыкание
КРУН	–	комплектное распределительное устройство для наружной установки
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
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МТЗ	–	максимальная токовая защита
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НДС	–	налог на добавленную стоимость

НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОАПВ	–	однофазное автоматическое повторное включение
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ПАР	–	послеаварийный режим
ПГУ	–	парогазовая установка
ПК	–	персональный компьютер
ПО	–	программное обеспечение
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
сек.; сш	–	секция шин
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
СК	–	синхронный компенсатор
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
ТЗНП	–	токовая защита нулевой последовательности
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
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УРОВ	–	устройство резервирования при отказе выключателя
ЦУС	–	центр управления сетями
ШР	–	шунтирующий реактор
ШСВ; МШВ	–	шиносоединительный выключатель
ЭЭ	–	электрическая энергия

яч.	–	ячейка
$I_{\text{ддтн}}$	–	значение длительно допустимой токовой нагрузки
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение
ΔW	–	значение потерь электрической энергии

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Ростовской области 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 Ростовской области 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 Ростовской области 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.

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Ростовской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ и обслуживает территорию Ростовской области.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Ростовской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– филиал ПАО «Россети» – Ростовское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Ростовской области;

– филиал ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Ростовской области;

– АО «Донэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Ростовской области.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Ростовской области

Энергосистема Ростовской области связана с энергосистемами:

– Республики Адыгея и Краснодарского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское 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.;

– Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 110 кВ – 6 шт.;

– Республики Калмыкия (Филиал АО «СО ЕЭС» Ростовское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Донбасской энергосистемой: ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 330 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Ростовской области с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей на территории Ростовской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «ТАГМЕТ»	199
ОАО «РЖД»	224
ОАО «ЭПМ-НЭЗ»	103

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Новороссийский Прокатный Завод»	93
Более 10 МВт	
ООО «РЭМЗ»	93
ООО «ПК «НЭВЗ»	27
ОАО «Приволжскнефтепровод», ОАО «Черномортранснефть»	37
АО «Алюминий металлург рус»	35
ООО «Юг Руси-Золотая семечка»	19
ОАО «ПО Водоканал» г. Ростов-на-Дону	28
ОАО «НЗНП»	12
филиал ЗАО «АЭМ-технологии» «Атоммаш» в г. Волгодонск	13

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области на 01.01.2022 составила 7834,9 МВт, в том числе: АЭС – 4071,9 МВт, ГЭС – 211,5 МВт, ТЭС – 2944,2 МВт, ВЭС – 607,3 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения (уточнение)	
Всего	7574,4	260,5	–	–	–	7834,9
АЭС	4071,9	–	–	–	–	4071,9
ГЭС	211,5	–	–	–	–	211,5
ТЭС	2944,2	–	–	–	–	2944,2
ВИЭ – всего	346,8	260,5	–	–	–	607,3
ВЭС	346,8	260,5	–	–	–	607,3

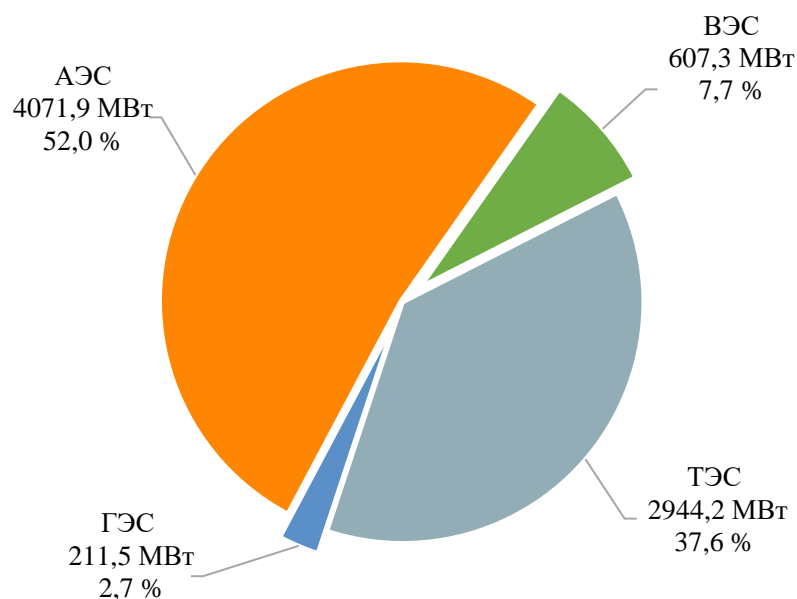


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области по состоянию на 01.01.2022

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 Ростовской области приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	18570	19363	18882	18519	19883
Годовой темп прироста, %	0,22	4,27	-2,48	-1,92	7,37
Максимум потребления мощности, МВт	3023	3034	2980	3182	3308
Годовой темп прироста, %	0,33	0,36	-1,78	6,78	3,97
Число часов использования максимума потребления мощности	6143	6382	6336	5820	6010
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	09.02 10:00	18.12 11:00	23.01 11:00	07.07 15:00	21.07 14:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-12,4	-5,7	-6,4	32,0	30,8

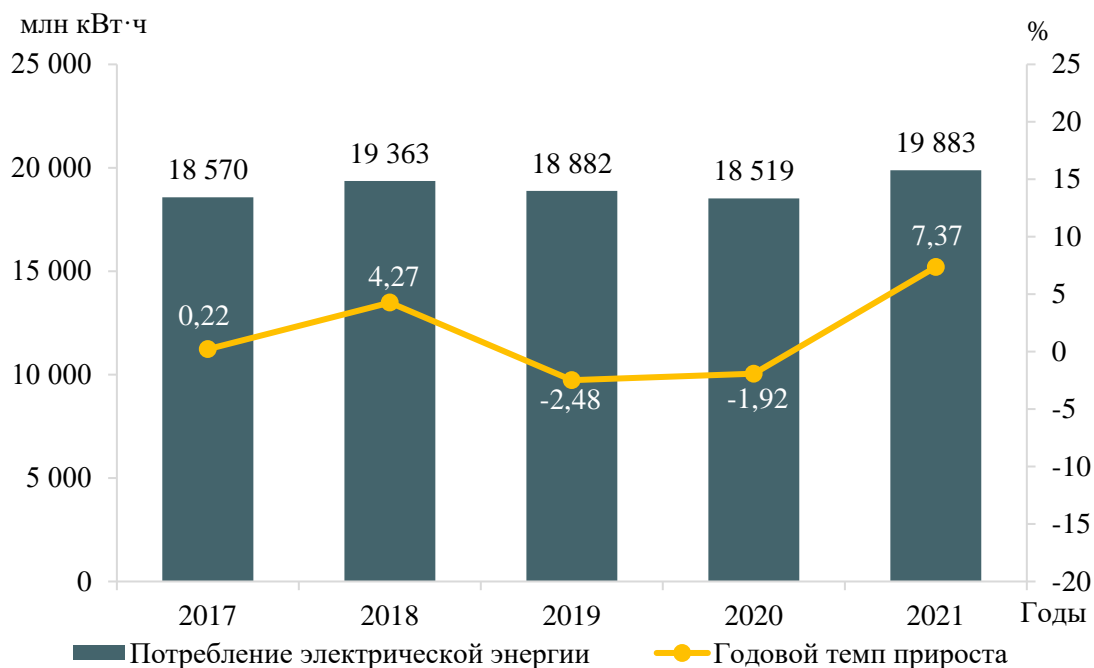


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

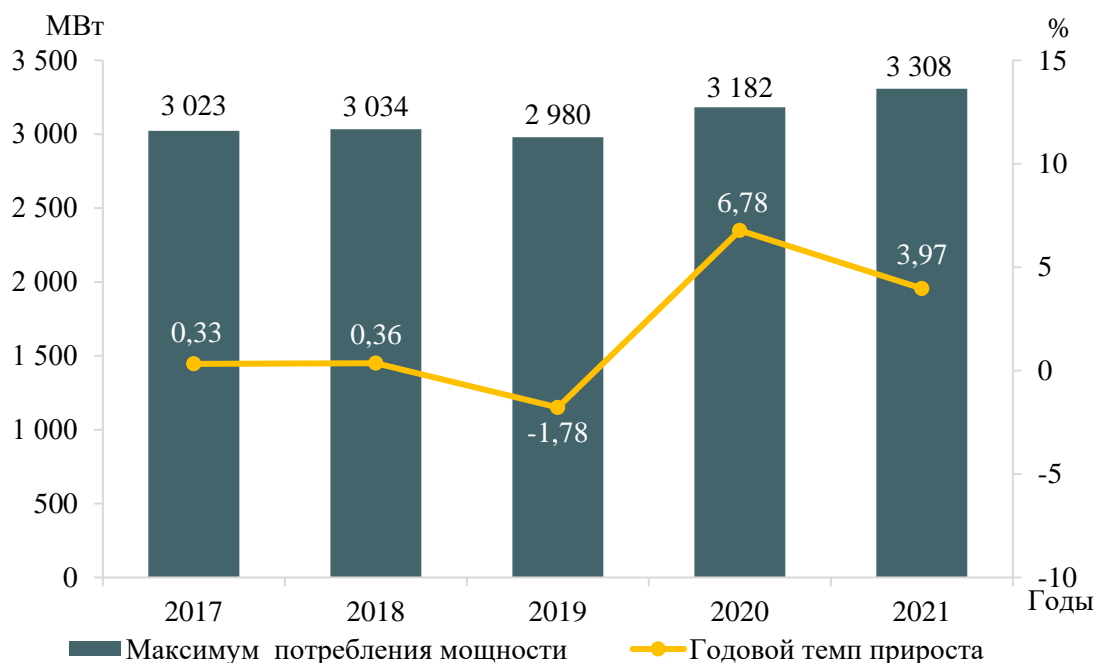


Рисунок 3 – Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Ростовской области увеличилось на 1353 млн кВт·ч и составило в 2021 году 19883 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,42 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,37 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило -2,48 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области вырос на 295 МВт и составил 3308 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,88 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,78 % в 2020 году и обусловлен прохождением годовых максимумов в дневное время летнего периода при экстремально высоких ТНВ. Наибольшее годовое снижение мощности составило -1,78 % в 2019 году.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ростовской области обуславливалась следующими факторами:

- прохождением годового максимума в различные сезоны календарного года (зима/лето);
- значительной разницей среднесуточных ТНВ сезонов года в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- сокращением объемов транспортировки нефти и нефтепродуктов;
- увеличением потребления в металлургическом комплексе;
- ростом потребления электрической энергии и мощности на собственные нужды электростанций.

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 энергосистемы Ростовской области приведен в таблице 4. Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный период на территории энергосистемы Ростовской области приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	500 кВ	Реконструкция ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Шахты	ПАО «Россети»	2017	1,833 км
2	500 кВ	Строительство новой ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	ПАО «Россети»	2018	498,67 км
3	500 кВ	Строительство новой ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская	ПАО «Россети»	2018	285,82 км
4	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Колодези	ОАО «РЖД»	2019	23 км
5	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Промзона – Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	61 км
6	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Колодези – Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	38,5 км
7	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Азовская ВЭС – А-30	ПАО «Россети Юг»	2020	48,14 км
8	110 кВ	Строительство новой отпайки на Сулинскую ВЭС от ВЛ 110 кВ БЗ – Г14	ПАО «Россети Юг»	2020	14,6 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Строительство новой отпайки на Каменской ВЭС от ВЛ 110 кВ Б4 – ГПП1	ПАО «Россети Юг»	2020	0,63 км
10	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Заря от ВЛ 110 кВ Г18 – Г4	ПАО «Россети Юг»	2020	1,65 км
11	110 кВ	Строительство новой отпайки на Казачью ВЭС от ВЛ 110 кВ ГПП1 – Волченская ПТФ	ПАО «Россети Юг»	2020	11,37 км
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Джангар от ВЛ 110 кВ Ремонтненская – Б.Ремонтное	ПАО «Россети Юг»	2020	12,6 км
13	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полевая от ВЛ 110 кВ Зимовники – Наримановская	ПАО «Россети Юг»	2021	0,04 км
14	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Полевая от ВЛ 110 кВ Зимовники – НСЗ	ПАО «Россети Юг»	2021	0,04 км

Таблица 5 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	500 кВ	Установка ШР на ПС 500 Ростовская	ПАО «Россети»	2018	180 Мвар
2	500 кВ	Установка ШР на Ростовской АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	2018	180 Мвар
3	500 кВ	Замена ШР на Ростовской АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	2020	180 Мвар
4	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ А-30	ПАО «Россети»	2020	63 МВА
5	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Погорелово	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Г2	ПАО «Россети Юг»	2019	25 МВА
7	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Колодези	ОАО «РЖД»	2019	2×40 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	2×40 МВА
9	110 кВ	Установка БСК и ШР на ПС 110 кВ Колодези	ОАО «РЖД»	2019	26 Мвар 25 Мвар
10	110 кВ	Установка БСК и ШР на ПС 110 кВ Кутейниково	ОАО «РЖД»	2019	26 Мвар 25 Мвар
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ С2	ПАО «Россети Юг»	2019	6,3 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Заря	ПАО «Россети Юг»	2020	2×63 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Полевая	ПАО «Россети Юг»	2021	63 МВА 100 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Т1	ПАО «Россети Юг»	2021	25 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 Ростовской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	2,1
	21.06.2017	23,2
2018	19.12.2018	-3,2
	20.06.2018	26,7
2019	18.12.2019	7,2
	19.06.2019	25,9
2020	16.12.2020	-1,0
	17.06.2020	23,7
2021	15.12.2021	3,0
	16.06.2021	23,2

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

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного

трансформатора ($S_{персп}$) над длительно допустимой нагрузкой ($S_{ддн}$) 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 ($S_{ддн}$) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного из взаиморезервируемых трансформаторов на подстанции.

2.2.1.1 ПАО «Россети Юг»

По данным ПАО «Россети Юг» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет в энергосистеме Ростовской области

№ 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	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ АС12	110	Т-1	ТМН-6300/110	115	6,3	1983	85,88	2,848	2,703	3,615	4,578	5,951	2,225	2,114	1,836	1,801	1,334	-
		10			10,5	6,3													
		110	Т-2	ТМН-6300/110	115	6,3	1983	93,88	4,094	5,406	5,551	5,711	5,807	1,335	2,670	2,514	4,143	4,756	
		10			10,5	6,3													
2	ПС 110 кВ Т1	110	Т-1	ТДТНГ-40000/110	115	40	1966	73,05	9,873	9,873	9,873	13,822	7,898	12,834	8,963	8,963	5,976	6,972	1,6
		35			38,5	40													
		6			6,6	40													
		110	Т-2	ТДТН-25000/110	115	25	2012	99,13	18,758	20,733	20,733	16,784	13,822	7,898	16,931	16,931	13,943	9,959	
		35			38,5	25													
		6			6,6	25													
3	ПС 110 кВ Чалтырь	110	Т-3	ТДТН-16000/110	115	16	1994	92,55	13,750	14,288	13,319	12,892	13,624	8,499	10,389	10,389	10,217	8,087	-
		35			38,5	16													
		10			11	16													
		110	Т-2	ТДТН-25000/110	115	25	2012	98,25	11,090	15,197	14,432	12,722	12,633	9,618	12,535	12,535	8,254	9,884	
		35			38,5	25													
		10			11	25													
4	ПС 110 кВ АС1	110	Т-1	ТДТН-10000/110	115	10	1967	93,88	6,052	6,752	5,273	7,548	6,808	4,094	4,995	5,295	1,406	4,264	4,4
		35			38,5	10													
		10			11	10													
		110	Т-2	ТДТН-10000/110	115	10	1987	91,67	5,662	6,419	6,541	6,083	8,755	4,205	6,096	6,385	2,153	3,636	
		35			38,5	10													
		10			11	10													

Таблица 8 – 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
1	ПС 110 кВ АС12	Т-1	ТМН-6300/110	1983	85,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110	1983	93,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Т1	Т-1	ТДТНГ-40000/110	1966	73,05	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110	2012	99,13	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Чалтырь	Т-3	ТДТН-16000/110	1994	92,55	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110	2012	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ АС1	Т-1	ТДТН-10000/110	1967	93,88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110	1987	91,67	1,20	1,20	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 9 – 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	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 коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ АС12	2021	11,758	ПС 110/10 кВ АС12	Физ. лицо	22300-14-00162349-1	17.09.2014	2022	0,8338	0	0,4	0,7504	14,729	14,729	14,729	14,729	14,729	14,729
2				ПС 110/10 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «ЕВРОПОЛИМЕР»	61-1-16-00270427	04.07.2016	2023	1,0000	0,6000	6-20	0,8000						
3				Договоры на ТП ниже 670 кВт суммарно:						11,240		1,124						

№ 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 коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
4	ПС 110 кВ Т1	2020	30,606	ПС 110/35/6 кВ Т1	Муниципальное казенное учреждение «Управление защиты от чрезвычайных ситуаций населения и территории г. Таганрога»	61-1-15-00211629	12.10.2015	2022	0,0500	0,0430	0,4	0,0050	30,721	30,721	30,721	30,721	30,721	30,721
5				ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-15-00237431	02.11.2015	2018	0,0140	0	0,4	0,0014						
6				ПС 110/35/6 кВ Т1	Индивидуальный предприниматель Бызова Елена Станиславовна	61-1-16-00263983	26.05.2016	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
7				ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-18-00358931	12.02.2018	2018	0,0050	0,0100	0,4	0,0005						
8				ПС 110/35/6 кВ Т1	Индивидуальный предприниматель Кумейко Сергей Александрович	61-1-18-00364219	09.04.2018	2019	0,1450	0	0,4	0,0145						
9				ПС 110/35/6 кВ Т1	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	61-1-18-00403785	11.11.2018	2019	0,0077	0	0,4	0,0008						
10				ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-19-00429845	14.03.2019	2019	0,0120	0,0030	0,4	0,0012						
11				ПС 110/35/6 кВ Т1	Общество с ограниченной ответственностью «Таганрогская энергетическая компания»	61-1-20-00496769	19.02.2020	2022	0,2493	0,6000	6-20	0,0249						
12				ПС 110/35/6 кВ Т1	Общество с ограниченной ответственностью «ДорСтройИнвест»	61-1-20-00544397	14.01.2021	2021	0,0500	0	0,4	0,0050						
13				ПС 110/35/6 кВ Т1	Индивидуальный предприниматель Бабенко Юрий Иванович	61-1-20-00532031	19.11.2020	2021	0,0600	0,0140	0,4	0,0060						
14				ПС 110/35/6 кВ Т1	Муниципальное казенное учреждение «Благоустройство»	61-1-21-00610159	15.11.2021	2021	0,0038	0,0090	0,4	0,0004						
15				ПС 110/35/6 кВ Т1	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СИНАРА-ГОРОДСКИЕ ТРАНСПОРТНЫЕ РЕШЕНИЯ ТАГАНРОГ»	61-1-21-00610887	05.04.2022	2022	0,0020	0	0,4	0,0002						
16				ПС 110/35/6 кВ Т1	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СИНАРА-ГОРОДСКИЕ ТРАНСПОРТНЫЕ РЕШЕНИЯ ТАГАНРОГ»	61-1-21-00615697	08.12.2021	2022	0,0020	0	0,4	0,0002						
17				ПС 110/35/6 кВ Т1	Общество с ограниченной ответственностью «СК ЭВЕРЕСТ»	61-1-22-00638759	07.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
18				ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-22-00643853	28.04.2022	2022	0,0100	0,0050	0,4	0,0010						
19	ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-22-00650319	01.06.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015									

№ 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 коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
20				ПС 110/35/6 кВ Т1	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СИНАРА-ГОРОДСКИЕ ТРАНСПОРТНЫЕ РЕШЕНИЯ ТАГАНРОГ»	61-1-21-00613013	24.11.2021	2022	0,0020	0	0,4	0,0002						
21				ПС 110/35/6 кВ Т1	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СИНАРА-ГОРОДСКИЕ ТРАНСПОРТНЫЕ РЕШЕНИЯ ТАГАНРОГ»	61-1-21-00613311	24.11.2021	2022	0,0062	0	0,4	0,0006						
22				ПС 110/35/6 кВ Т1	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СИНАРА-ГОРОДСКИЕ ТРАНСПОРТНЫЕ РЕШЕНИЯ ТАГАНРОГ»	61-1-21-00613277	24.11.2021	2022	0,0020	0	0,4	0,0002						
23				ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-21-00620057	17.12.2021	2022	0,0100	0	0,4	0,0010						
24				ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-21-00619993	17.12.2021	2022	0,0100	0	0,4	0,0010						
25				ПС 110/35/6 кВ Т1	Общество с ограниченной ответственностью «РАДИУС»	61-1-21-00620831	27.12.2021	2022	0,0400	0,0300	6-20	0,0040						
26				ПС 110/35/6 кВ Т1, ПС 110/35/6 кВ Т1,	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СИНАРА-ГОРОДСКИЕ ТРАНСПОРТНЫЕ РЕШЕНИЯ ТАГАНРОГ»	61-1-22-00623467	14.01.2022	2022	0,0685	0,6000	6-20	0,0069						
27				ПС 110/35/6 кВ Т1	Управление социальной защиты населения г. Таганрога	61-1-21-00622399	26.07.2021	2021	0,0270	0,0080	0,4	0,0027						
28				ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-21-00593693	09.08.2021	2021	0,0100	0	0,4	0,0010						
29				ПС 110/35/6 кВ Т1	Индивидуальный предприниматель Сухомлинов Сергей Владимирович	61-1-22-00640741	19.04.2022	2022	0,0700	0,0300	0,4	0,0070						
30				ПС 110/35/6 кВ Т1	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «СИНАРА-ГОРОДСКИЕ ТРАНСПОРТНЫЕ РЕШЕНИЯ ТАГАНРОГ»	61-1-21-00613325	24.11.2021	2022	0,0020	0	0,4	0,0002						
31				ПС 110/35/6 кВ Т1	Индивидуальный предприниматель Кравченко Андрей Геннадьевич	61-1-22-00630289	24.02.2022	2022	0,0860	0,0140	0,4	0,0086						
32				ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-22-00632067	02.03.2022	2022	0,0120	0	0,4	0,0012						

№ 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 коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
33				ПС 110/35/6 кВ Т1	Индивидуальный предприниматель Майоров Михаил Владимирович	61-1-21-00617137	06.12.2021	2022	0,0100	0	0,4	0,0010						
34				ПС 110/35/6 кВ Т1	Индивидуальный предприниматель Албатова Елена Николаевна	61-1-22-00626975	07.02.2022	2022	0,0070	0,0080	0,4	0,0007						
35				ПС 110/35/6 кВ Т1	Индивидуальный предприниматель Греченко Елена Евгеньевна	61-1-22-00648065	20.05.2022	2022	0,0100	0,0050	0,4	0,0010						
36				ПС 110/35/6 кВ Т1	Физ. лицо	61-1-22-00646923	12.05.2022	2022	0,0100	0	0,4	0,0010						
37	ПС 110 кВ Чалтырь	2018	29,485	ПС 110 кВ Чалтырь	Общество с ограниченной ответственностью «Акафарм»	22400-13-00122241-1	10.06.2013	2022	0,5623			0,0562	30,904	30,904	30,904	30,904	30,904	30,904
38				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Фроянц Геннадий Семенович	61-1-15-00219433	25.09.2015	2022	0,3800			0,0380						
39				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-18-00383993	08.08.2018	2022	0,1500			0,0150						
40				ПС 110 кВ Чалтырь	Садоводческое некоммерческое товарищество «Урожай»	61-1-19-00466909	27.09.2019	2023	0,5000			0,0500						
41				ПС 110 кВ Чалтырь	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КАЗБЕГИ ИНТЕРНЕЙШНЛ»	61-1-20-00504465	13.03.2020	2022	0,1500			0,0150						
42				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Степеннов Алексей Львович	61-1-20-00518585	24.07.2020	2023	0,1500			0,0150						
43				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Грибцов Кирилл Антонович	61-1-20-00549223	06.12.2020	2022	0,1500			0,0150						
44				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-20-00548865	03.12.2020	2023	0,1500			0,0150						
45				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-20-00546581	03.12.2020	2023	0,1500			0,0150						
46				ПС 110 кВ Чалтырь	Администрация Мясниковского района	61-1-20-00523257	21.09.2020	2023	0,8000			0,5600						
47				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-20-00552737	22.01.2021	2023	0,1500			0,0150						
48				ПС 110 кВ Чалтырь	Общество с ограниченной ответственностью ООО «Лотос»	61-1-20-00553251	19.01.2021	2023	0,1500			0,0150						
49				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Чобанян Ирада Рамазановна	61-1-20-00553991	25.01.2021	2023	0,1500			0,0150						
50				ПС 110 кВ Чалтырь	ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «САН-АГРО»	61-1-21-00555841	05.02.2021	2022	0,1500			0,0150						

№ 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 коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
51				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-21-00557357	04.02.2021	2023	0,1500			0,0150						
52				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-21-00557289	04.02.2021	2023	0,1500			0,0150						
53				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Бедин Дмитрий Александрович	61-1-21-00610307	28.10.2021	2023	0,1500			0,0150						
54				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Шапошников Александр Владимирович	61-1-22-00623563	17.01.2022	2023	0,1500			0,0150						
55				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-21-00569123	09.04.2021	2023	0,1500			0,0150						
56				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Франчук Александр Антонович	61-1-21-00569829	12.04.2021	2023	0,1500			0,0150						
57				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Григорян София Андраниковна	61-1-22-00642607	19.04.2022	2023	0,1500			0,0150						
58				ПС 110 кВ Чалтырь	Муниципальное учреждение «Отдел образования Администрации Мясниковского района»	61-1-21-00581189	26.07.2021	2022	0,1500			0,0150						
59				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-21-00577061	20.05.2021	2023	0,1500			0,0150						
60				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Тышлангян Асвадур Хачересович	61-1-21-00577065	24.05.2021	2023	0,1500			0,0150						
61				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Сухоруков Николай Николаевич	61-1-22-00641525	15.04.2022	2023	0,1500			0,0150						
62				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Катарян Фёдор Сергеевич	61-1-21-00582047	24.06.2021	2023	0,1500			0,0150						
63				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-22-00624869	07.02.2022	2023	0,1500			0,0150						
64				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-21-00584379	02.07.2021	2023	0,1500			0,0150						
65				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Мовсесян Александр Борисович	61-1-21-00621123	27.12.2021	2023	0,1500			0,0150						
66				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Пешекерян Андраник Асватурович	61-1-22-00625437	28.01.2022	2023	0,1500			0,0150						
67				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Наноян Акоп Мнацаканович	61-1-21-00603805	27.09.2021	2023	0,1500			0,0150						

№ 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 коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
68				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Тамбиева Мария Юрьевна	61-1-21-00578981	02.06.2021	2023	0,1500			0,0150						
69				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Сахаджиян Нина Гарриевна	61-1-21-00601335	14.09.2021	2023	0,1500			0,0150						
70				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-21-00620655	13.01.2022	2023	0,1500			0,0150						
71				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Микиртычев Николай Сергеевич	61-1-21-00600351	14.09.2021	2023	0,1500			0,0150						
72				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-21-00598587	02.09.2021	2023	0,1500			0,0150						
73				ПС 110 кВ Чалтырь	Общество с ограниченной ответственностью Заря Дона	61-1-22-00624251	24.01.2022	2023	0,1500			0,0150						
74				ПС 110 кВ Чалтырь	Общество с ограниченной ответственностью «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ»	61-1-21-00589707	23.07.2021	2023	0,1500			0,0150						
75				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Куюмчибашия Самвел Сергеевич	61-1-21-00594307	12.08.2021	2023	0,1500			0,0150						
76				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Сухоруков Николай Николаевич	61-1-21-00596369	26.08.2021	2023	0,1500			0,0150						
77				ПС 110 кВ Чалтырь	Физ. лицо	61-1-21-00595381	18.08.2021	2023	0,1500			0,0150						
78				ПС 110 кВ Чалтырь	Индивидуальный предприниматель Дженибалаев Андрей Хачадурович	61-1-22-00647343	17.05.2022	2023	0,1500			0,0150						
79				ПС 110 кВ АС1	2021	15,563	ПС 110/35/10 кВ АС1	Крестьянское фермерское хозяйство Якушенко Ирина Григорьевна	147587/25/11/4-1-9	16.02.2012	2022	0,1600						
80	ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «Перспект»	22300-14-00153489-1				20.03.2014	2022	0,3000			0,0300						
81	ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «АСТ-2007»	61300-14-00169795-4				09.07.2014	2023	1,0000			0,5000						
82	ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-16-00277409				31.08.2016	2022	0,1500			0,0150						
83	ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «Молот»	61-1-19-00443765				23.05.2019	2023	0,1500			0,0150						
84	ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-19-00467073				10.09.2019	2022	0,1500			0,0150						
85	ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-19-00492441				21.01.2020	2023	0,1500			0,0150						

№ 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 коэффициентов набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
86				ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-20-00505307	30.04.2020	2023	0,1500			0,0150						
87				ПС 110/35/10 кВ АС1 ПС 35/10 кВ АС-5	Общество с ограниченной ответственностью «Ростовпак»	61-1-20-00551087	15.12.2020	2022	0,1500			0,0150						
88				ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «ДонАвтономГаз»	61-1-20-00530553	15.09.2020	2022	0,1500			0,0150						
89				ПС 110/35/10 кВ АС1	Индивидуальный предприниматель Ишханян Миша Камоевич	61-1-20-00531363	29.09.2020	2023	0,3000			0,0300						
90				ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-21-00596891	02.09.2021	2023	0,1500			0,0150						
91				ПС 110/35/10 кВ АС1	Индивидуальный предприниматель Шкарпитко Олег Николаевич	61-1-21-00610855	01.11.2021	2023	0,1500			0,0150						
92				ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-22-00647657	19.05.2022	2023	0,1500			0,0150						
93				ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «Трансстроймеханизация»	61-1-22-00638665	19.04.2022	2023	0,5700			0,0570						
94				ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-21-00620311	24.12.2021	2023	1,4000			0,5600						
95				ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-22-00627423	28.02.2022	2023	0,1500			0,0150						
96				ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «БизнесЭйр»	61-1-21-00565467	30.03.2021	2023	0,1500			0,0150						
97				ПС 110/35/10 кВ АС1	Индивидуальный предприниматель Гулуа Роман Зурабиевич	61-1-22-00626241	07.02.2022	2023	0,1500			0,0150						
98				ПС 110/35/10 кВ АС1	Индивидуальный предприниматель Гулуа Роман Зурабиевич	61-1-22-00626273	07.02.2022	2023	0,1500			0,0150						
99				ПС 110/35/10 кВ АС1	Индивидуальный предприниматель Гулуа Роман Зурабиевич	61-1-22-00626243	07.02.2022	2023	0,1500			0,0150						
100				ПС 110/35/10 кВ АС1	Индивидуальный предприниматель Гулуа Роман Зурабиевич	61-1-22-00626293	07.02.2022	2023	0,1500			0,0150						
101				ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «Адва»	61-1-21-00561453	26.02.2021	2023	4,5000			2,2500						
102				ПС 110/35/10 кВ АС1	Общество с ограниченной ответственностью «КОМПАНИЯ МЕТАЛЛ ПРОФИЛЬ ЮГ»	61-1-22-00629967	17.03.2022	2023	0,3000			0,0300						
103				ПС 110/35/10 кВ АС1	Индивидуальный предприниматель Бондаренко Юрий Евгеньевич	61-1-22-00646359	13.05.2022	2023	0,1500			0,0150						
104				ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-21-00597755	30.08.2021	2022	0,6300			0,0630						
105				ПС 110/35/10 кВ АС1	Физ. лицо	61-1-21-00597767	30.08.2021	2022	0,6300			0,0630						

ПС 110 кВ АС12.

Согласно данным в таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 11,758 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 165 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{нв} + 3$ °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,074 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 2,971 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 14,729 МВА. Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 207 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС12 ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС12 расчетный объем ГАО составит 7,616 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 11,758 + 2,971 + 0 - 0 = 14,729 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 14,729 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 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Чалтырь.

Согласно данным в таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 29,485 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 составит 147 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-3 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 94 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,969 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,419 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 30,904 МВА. Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-3 при отключении составит 159 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-3 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 99 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Чалтырь ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Чалтырь расчетный объем ГАО составит 10,904 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 29,485 + 1,419 + 0 - 0 = 30,904 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3 на трансформатор мощностью не менее 30,904 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-3 мощностью 16 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Т1.

Согласно данным в таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 30,606 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в

работе трансформатора Т-1 составит 66 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 98 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ $-3,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,166, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ $-3,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,038 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,115 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 30,721 МВА. Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 66 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора, в ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 98 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

Необходимость замены трансформаторов ПС 110 кВ Т1 с увеличением трансформаторной мощности отсутствует.

ПС 110 кВ АС1.

Согласно данным в таблице 7, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 15,563 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 138 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $+3\text{ }^{\circ}\text{C}$ и нормальном режиме нагрузки составляет 1,129.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,4 МВА на другие центры питания, при этом в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] нагрузка трансформаторов на ПС 110 кВ АС1 до 138 % допустима на время не более 10 минут. За 10 минут выполнить вышеуказанный перевод нагрузки на другие центры питания невозможно.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,340 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 4,282 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 19,845 МВА. Таким образом, в ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 176 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ АС1 ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ АС1 расчетный объем ГАО составит 8,555 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 15,563 + 4,282 + 0 - 4,4 = 15,445 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 15,445 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 Юг».

Срок реализации мероприятия – 2027 год.

При этом, необходимо дополнительно отметить, что в технические условия на технологическое присоединение электроустановок ООО «АДВА» (договор на технологическое присоединение №61-1-21-00561453 от 26.02.2021) включено мероприятие «Выполнить техперевооружение силовых трансформаторов на ПС 110/35/10 кВ АС1».

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 Юг»

ПС 110 кВ ГТП и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь.

В соответствии с предложением ПАО «Россети Юг» рекомендуется реконструкция ПС 110/35/6 кВ ГТП и ВЛ 110 кВ НЗБ – ГТП I, II цепь для замыкания транзита 110 кВ НЭЗ – НЗБ (1 этап), ориентировочной протяженностью ЛЭП – 3,153 км.

Основанием для включения мероприятия в Схему и программу развития электроэнергетических систем России является неудовлетворительное техническое состояние сегментов ВЛ и необходимость увеличения пропускной способности.

Мероприятие отсутствует в СиПР Ростовской области [3].

Обоснований, в том числе описания схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций в которых выявлен риск возникновения недопустимых параметров электроэнергетического режима, результатов обосновывающих расчётов, математических моделей для проведения расчетов и т. д. со стороны ПАО «Россети Юг» не предоставлено.

Включение мероприятия в перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше Схемы и программы развития электроэнергетических систем России не обосновано.

2.2.2.2 АО «Донэнерго»

ПС 110 кВ Аэропорт1 и ЛЭП 110 кВ Р-4 – Аэропорт1 1,2.

В соответствии с предложением АО «Донэнерго» рекомендуется строительство ПС 110/10 кВ Аэропорт1 (1 этап) и двух ЛЭП 110 кВ от ПС 220 кВ Р-4 до планируемой к строительству ПС 110/10 кВ Аэропорт1 (1 этап).

Основанием для включения мероприятия в Схему и программу развития электроэнергетических систем России является создание возможности осуществления технологического присоединения нового жилого района с социальной инфраструктурой на месте старого аэропорта в г. Ростов-на-Дону.

Мероприятие отсутствует в СиПР Ростовской области [3].

Обоснований, в том числе описания схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций в которых выявлен риск возникновения недопустимых параметров электроэнергетического режима, результатов обосновывающих расчётов, математических моделей для проведения расчетов и т. д. со стороны АО «Донэнерго» не предоставлено. Утверждённые ТУ на ТП ПС 110/10 кВ Аэропорт1 отсутствуют. Срок реализации мероприятия по предложениям ТСО – 2028–2029 гг.

Включение мероприятия в перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше Схемы и программы развития электроэнергетических систем России не обосновано.

ПС 110 кВ Донецк и ЛЭП 110 кВ Донецкая – Донецк 1,2.

В соответствии с предложением АО «Донэнерго» рекомендуется строительство ПС 110/10 кВ Донецк и двух ЛЭП 110 кВ от ПС 220 кВ Донецкая до планируемой к строительству ПС 110/10 кВ Донецк.

Основанием для включения мероприятия в Схему и программу развития электроэнергетических систем России является создание возможности привлечения потенциальных инвесторов выгодными условиями по присоединению к электрической сети и осуществление перевода нагрузок существующих потребителей для обеспечения качественного электроснабжения в данном районе.

Мероприятие отсутствует в СиПР Ростовской области [3].

Обоснований, в том числе описания схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций в которых выявлен риск возникновения недопустимых параметров электроэнергетического режима, результатов обосновывающих расчётов, математических моделей для проведения расчетов и т. д. со стороны АО «Донэнерго» не предоставлено. Утверждённые ТУ на ТП ПС 110/10 кВ Донецк отсутствуют. Срок реализации мероприятия по предложениям ТСО – 2030 г.

Включение мероприятия в перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше Схемы и программы развития электроэнергетических систем России не обосновано.

ПС 110 кВ ГП.

В соответствии с предложением АО «Донэнерго» рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ ГП г. Шахты Ростовской области.

Основанием для включения мероприятия в Схему и программу развития электроэнергетических систем России является создание возможности привлечения потенциальных инвесторов выгодными условиями по присоединению к электрической сети. Предлагаемые объемы реконструкции отсутствуют. Срок реализации мероприятия по предложениям ТСО – 2024 г.

Обоснований, в том числе описания схемно-режимных и режимно-балансовых ситуаций в которых выявлен риск возникновения недопустимых параметров электроэнергетического режима, результатов обосновывающих расчётов, математических моделей для проведения расчетов и т. д. со стороны АО «Донэнерго» не предоставлено.

При этом необходимо отметить, что в 2022 году завершена реконструкция ПС 110 кВ ГП с заменой существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

Включение мероприятия в перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше Схемы и программы развития электроэнергетических систем России не обосновано.

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

2.2.3.1 ПАО «Россети Юг»

ПАО «Россети Юг» представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии, представленные в таблице 10.

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

Таблица 10 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах ПАО «Россети Юг» энергосистемы Ростовской области

№ 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_v , 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 БГ-2	Аварийное отключение – Оборван шлейф КС-110 ВЛ БГ1 ф. «С».	9 300	ВЛ (ВЛ-110 кВ БГ2-БГ1)	110	–	23,2	–	0,2	1,29	–	–	0	0	20460	0,05	нет
2	ПС 110 кВ Т1	Аварийное отключение – Излом и обрыв шлейфа фазы «С» шинного разъединителя 110 кВ ТН 1СШ	4100	ВЛ (ВЛ 110 кВ Т-10 - Т-1/1 с отп. на Т-12)	110	–	4,6	–	0,2	1,8	0,6	1,8	0,0	0,0	4436	2,55	нет
3	ПС 110 кВ Т1	Аварийное отключение – Разрушение ф «В» ТН 110 кВ 2СШ	10000	ВЛ (ВЛ 110 кВ Т-10 - Т1/2 с отпайками на Т-12 и Т-13, ВЛ 110 кВ Т-10 - Т-1/1 с отпайкой на Т-12)	110	–	6,3	–	0,2	0,23	1	4	0,0	0,0	12167	2,55	нет
4	ПС 110 кВ Т1	Аварийное отключение – Повреждение ввода 110 кВ ф. «А» МВ 110 кВ ВЛ Т-10/2 стороны ВЛ 110 кВ Т-10/2 ф. «А»	9200	ВЛ (ВЛ 110 кВ Т-10 - Т1/2 с отпайками на Т-12 и Т-13, ВЛ 110 кВ Т-10 - Т-1/2 с отпайкой на Т-12; Т-13)	110	–	6,3	–	0,2	0,25	0,6	3	0,0	0,0	13186	2,55	нет

2.2.3.2 ПАО «Россети»

ПАО «Россети» предоставлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на территории Ростовской области, представленные в таблице 11.

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

Таблица 11 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах ПАО «Россети» энергосистемы Ростовской области

№ 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_v , 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
2021 г.																	
1	ПС 220 кВ А-30	Отключение на ПС 220 кВ А-30 В220 АТ-1 и В220 АТ-2 произошло вследствие неправильного действия терминала АУВ СВ 220 (тип F60, год производства - 2010): терминалом ложно сформирован сигнал «отказ в отключении СВ220» с дальнейшей передачей его в терминалы АУВ В220 АТ-1 и АУВ В220 АТ-2. Формирование сигнала «отказ в отключении СВ220» терминалом АУВ СВ 220 произошло вследствие сбоя его программного обеспечения	18000	Т	220	3		10	0,4	0,51						7200	
2	ПС 220 кВ Зимовники	При возникновении КЗ на ВЛ 110 кВ Зимовники - Харьковская с отпайкой на ПС Василевская действием УРЗА был сформирован сигнал на отключение МВ 110 Харьковская, при этом произошел отказ в отключении МВ 110 Харьковская, вследствие чего, с временем 0,4 сек., действием УРОВ СШ 110 кВ произошло отключение через ДЗШ СШ 110 кВ присоединений,	2100	СШ	110			3	0,6	1,13					1617		

№ 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_v , 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	
		закрепленных за 2 СШ 110 кВ (отключились ШСВ110, МВ110 Хуторская, МВ110 НС3, МВ110 АТ-2). Отключением присоединений 2 СШ 110 кВ КЗ на ВЛ было ликвидировано. При работе УРОВ сформировался сигнал на запрет АПВ 2 СШ 110 кВ																
3	ПС 220 кВ Заливская	Отключение АТ-2 (АТДЦТН-63000/220/110/10) произошло из-за излишнего срабатывания дуговой защиты в отсеке шинного моста В 10 АТ-2 Пс10кВ КРУН 10 кВ при коммутационных перенапряжениях в первичной сети 10 кВ	400	Т	10	3		1	0,2	13,32						5328		
4	ПС 220 кВ Зимовники	В ходе выполнения работ по выявлению причин отказа в отключении МВ 110 ВдТЭЦ 2 на ПС 220 кВ Зимовники выявлено, что контакт КБО находится в промежуточном положении и не произошло зацепление подпружиненного вала контакта и защелки, при этом МВ 110 ВдТЭЦ 2 находится во включенном положении. В дальнейшем, при сравнительном анализе сборного изделия КБО (чертеж 5БП.551.006) (предусмотренное	2158	СШ	110		2	0,6	1,13						1899,04			

№ 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	
		заводской номенклатурой) и сборного изделия КБО (чертеж 5СЯ.551.039) (поставщик ООО «Илиган») выявлено наличие их конструктивных отличий, отличий рабочих ходов элементов сборных изделий и отличие регулировочных параметров сборочных изделий																
5	ВЛ 110 кВ Северный Портал-Джава (Л-129)	Плановый ремонт										0,2	18,72					
2018 г.																		
6	ПС 220 кВ Т-15	22.05.2018 в 23 часов 50 минут на ПС 220 кВ «Т-15» действием защит отключились ВВ 110 АТ-2 (АПВ не состоялось), ВВ 110 Носово (АПВ не состоялось), ВВ 110 Т-10 (АПВ не успешное), ШСВ 110 (АПВ не состоялось). Отключение на ПС 220 кВ «Т-15» ВВ 110 АТ-2 (АПВ не состоялось), ВВ 110 Носово (АПВ не состоялось), ВВ 110 Т-10 (АПВ не успешное), ШСВ 110 (АПВ не состоялось) произошло по причине внутреннего повреждения элементов конденсаторной батареи фазы «С» БСК 110	2400	СШ	110			5	0,2	1,75						4200		
7	ПС 220 кВ Зимовники	Отключение 11.07.2018 в 20 часов 55 минут на ПС 220 кВ «Зимовники» МВ10 АТ-2, МВ 110 АТ-2,	5325,05	Т	220	3		11	0,6	1,13						9212		

№ 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_v , 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	
		МВ 220 АТ-2 действием ДЗТ автотрансформатора АТ-2 произошло по причине КЗ, возникшего в зоне действия ДЗТ, между проводом шлейфа ввода 220 кВ фазы «С» АТ-2 и проводами шинного моста 110 кВ фаз «А» и «В» АТ-2 по причине пробоя воздушного промежутка в условиях комплекса неблагоприятных метеорологических явлений																
8	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 220кВ Каневская зафиксировано отключенное положение МВ-10 Т-4. Причиной аварийного отключения МВ-10 Т-4 действием ЛЗШ 10кВ Т-4 явилось замыкание на землю фазы А ВЛ-10кВ 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 (10,5)			5	0,2	2,23					11418			
9	ПС 220 кВ Котельниково	13.10.2018 в 09:15 на ПС 220 кВ	8543	СШ	110			15	0,2	0,65					5553			

№ 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
		<p>Котельниково автоматически отключилась II СШ-110 кВ действием ДЗШ 110, АПВ II СШ-100 кВ и Отключились все выключатели II СШ-110 кВ (ОВ 110 отключился по цепи УРОВ, АПВ ОСШ успешное). Не отключился В 110 Т-2. АВР 10 кВ не было (В 10Т-2 не отключался, так как не работали защиты Т-2, В 110 Т-2 выведен из под действия ДЗШ 110)), АВР 0,4 успешное. Причиной аварии явились ошибочные действия привлеченного персонала ООО «ЮЭМК», выполнявшего работы в ячейки ВЛ 110 кВ Вишневая по установке строительных конструкций и монтажу ТТ ВЛ 110 кВ Вишневая с применением автокрана-манипулятора TODANO, выразившиеся в самовольном расширении бригадой границ рабочего места, передвижение с поднятым рабочим органом подъёмного сооружения и приближения на недопустимое расстояния к токоведущим частям, находящимся под напряжением,</p>															

№ 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_v , 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	
		автокрана-манипулятора																
10	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 ТСН-2 в сторону IV СШ 6кВ между фазами А и В через тело животного (крысы)	447	СШ	6 (6.3)		44,2	6	0,2	3,37						1506		
2017 г.																		
11	ПС 220 кВ Койсуг	Отключение на ПС 220 кВ «Койсуг» действием защит В220, В222, МВ 110 АТ-2, В 27,5 АТ-2 (автотрансформатора АТ-2) произошло по причине КЗ ($I_{кз} = 15082A$) в зоне работы ДЗО 27, 5 кВ и ЗДЗ АТ-2, возникшего вследствие повреждения фазы «А» ТН 27,5 АТ-2	7500	СШ	110			2	0,4	0,39						2124,75		
12	ПС 220 кВ Койсуг	18.03.2017 в 18 часов 56 минут на ПС 220 кВ «Койсуг» действием защит отключились МВ110 А30, МВ110 БТ3, МВ110 БОС-АС4-АС1, МВ110 БТ1-Р31-Р16-Р25-Р23, МВ110 АТ-2 (присоединения 2 СШ 110 кВ). Отключение на ПС 220 кВ «Койсуг» присоединений 2 СШ 110 кВ (МВ110 А30, МВ110 БТ3, МВ110 БОС-АС4-	9800	СШ	110			8	0,4	0,39						4900		

№ 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_v , 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	
		АС1, МВ110 БТ1-Р31-Р16-Р25-Р23, МВ110 АТ-2) ложным действием УРОВ 110 кВ произошло по причине замыкания на территории ОРУ, между собой и на «землю», жил «071» и «0141» контрольного кабеля АТ-2-292, проложенного между панелью №41 (ГЦУ) «УРОВ 110 кВ» и шкафом №74 (ОПУ СПЗ) «Основные защиты АТ-2 (комплект №2) и ДЗО 27,5 кВ АТ-2»																
13	ПС 220 кВ Р-4	04.05.2017 в 12 часов 09 минут на ПС 220 кВ «Р-4» отключились МВ 110 «Р4 - Р17- Р7 - Р40», МВ 110 «Р41», МВ 110 «Восточная - Р21 - Р2 - Р23» 2ц., МВ 110 «АТ-1», ШСВ 110, МВ 110 «Р32 - КС3» (присоединения 2 СШ 110 кВ, за исключением ЭВ 110 «Т-2»). В ходе первичного осмотра оборудования 2 СШ 110 кВ оперативным персоналом ПС 220 кВ «Р-4» обнаружено повреждение фазы «С» МВ 110 «Р4 - Р17- Р7 - Р40»	3520	СШ	110			14	0,2	1,60					5632			
14	ПС 220 кВ А-20	08.06.2017 в 11 часов 02 минуты на ПС 220 кВ «А-20» действием защит отключились МВ-10 АОМЗ № 6 и МВ-10 АТ-2. Произошло перекрытие	3900	СШ	10			12	0,2	2,30					8970			

№ 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	
		изоляционных промежутков между баками выключателей фаз «А», «В», «С» выкатного элемента МВ-10 АОМЗ № 6, имеющих электрическую связь с верхним контактом (со стороны 2 с. 10 кВ) шторкой высоковольтного отсека ячейки № 6 «АОМЗ». Падение шторки произошло по причине повреждения узла крепления																
15	ПС 220 кВ Б-10	14.06.2017 в 15 часов 05 минут на ПС 220 кВ «Б-10» действием защит отключились МВ-10 АТ-1 и МВ-10 АТ-2. Отключение произошло по причине межфазного КЗ (межфазное КЗ через землю, о чем свидетельствует повреждение опорных изоляторов всех фаз СМВ-10 кВ), возникшего в ячейке СМВ-10 кВ	6800	СШ	10			24	0,2	2,08						14166,7		
16	ВЛ 220 кВ Сальск-Зерновая	10.07.2017 в 14 часов 34 минуты действием защит с успешным АПВ отключалась ВЛ 220 кВ «Зерновая (ДФЗ) - Сальская (ДФЗ; 1 ст. ТЗНП, ТО)». РТКЗ ЦУС Ростовского ПМЭС: 111,5 км. от ПС 220 кВ «Зерновая» (пролет опор 477-478). Отключение ВЛ 220 кВ «Зерновая - Сальская» произошло по причине КЗ,	220	ВЛ	220		130,8	5	0,2	0,25						55		

№ 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_v , 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	
		возникшего на промежуточной железобетонной опоре № 498 (116,2 км. от ПС 220 кВ «Зерновая») между проводом фазы «А» и заземленными элементами опоры по причине перекрытия поддерживающей гирлянды изоляторов фазы «А» (материал юбки - стекло, тип ПС-70Д) вследствие нарушения ее изоляционных характеристик травой																
17	ПС 220 кВ НЭЗ	17.07.2017 в 16 часов 01 минуту на ПС 220 кВ «НЭЗ» действием защит отключились ВЭ220 НчГРЭС II ц., ВВ110 АТ-2, МВ-10 В-2 АТ-2, МВ-10В-3 АТ-2 (отключился автотрансформатор АТ-2), находившимся на территории ОРУ (в районе автотрансформатора АТ-1) оперативным персоналом ПС 220 кВ «НЭЗ» зафиксирован хлопок и задымление в районе ВДТ-2. Причиной отключения на ПС 220 кВ «НЭЗ» ВЭ220 НчГРЭС II ц., ВВ110 АТ-2, МВ-10 В-2 АТ-2, МВ-10В-3 АТ-2 (автотрансформатора АТ-2) произошло по причине замыкания на землю, возникшего на фазе «В» ошиновки шинного моста 10 кВ ВДТ-2	23000	СШ	220			11	0,2	0,47						10733		

№ 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_v , 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
18	ПС 110 кВ Северный Портал		400		110			4	0,2	1,05					420		
19	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					185761,26		
20	ПС 220 кВ А-30	22.11.2017 в 00 часов 17 минут на ПС 220 кВ «А-30» действием защит отключились МВ 110 Койсуг; МВ 110 А31 I ц., ОМВ 110.при возникновении КЗ на землю на ВЛ 110 кВ «А-30 - А-32» II ц., работающей через ОМВ 110, произошло срабатывание 1 ст. ТЗНП (T=0,1 с.) с действием на отключение ОМВ 110 и пуском УРОВ 110, при этом, произошло затягивание времени отключения ОМВ 110, вследствие чего	1500	СШ	220			3	0,4	0,51					925,1		

№ 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_v , 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	
		произошло срабатывание 2 ст. ТЗНП (Т=0,5 с.), 2 з. ДЗ (Т=0,5 с.) и УРОВ 110 (Т=0,5 с.) с действием на отключение присоединений 1 с. 110 кВ с запретом АПВ																
21	ВЛ 220 кВ Новочеркасская ГРЭС - НЭЗ 1 цепь	23.12.2017 в 09 часов 49 минут действием защит отключилась работающая в тупиковом режиме ВЛ 220 кВ «Новочеркасская ГРЭС (1 ст. ТЗНП) - НЭЗ (ДЗО 1 с. 220)» 1 цепь. Отключение ВЛ 220 кВ «Новочеркасская ГРЭС - НЭЗ» 1 цепь произошло по причине повреждения, на ПС 220 кВ «НЭЗ» ТН 220 1 с	21630	СШ	220			3	0,2	0,27					5768			

2.2.3.3 МУП муниципального образования «Город Волгодонск» «Волгодонская городская электрическая сеть»

МУП муниципального образования «Город Волгодонск» «Волгодонская электрическая сеть» предоставлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии, представленные в таблице 12.

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

Таблица 12 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах МУП муниципального образования «Город Волгодонск» «Волгодонская электрическая сеть» энергосистемы Ростовской области

№ 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_v , 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 Городская	Аварийное отключение яч. 10кВ ПС 110 кВ Городская	937	СШ	10	–	–	4	1,4	1,9	1,4	6,7	0	0	6559	0	нет
2	ПС 110 кВ Водозабор	Аварийное отключение яч. 10кВ ПС 110 кВ Водозабор	485	СШ	10	–	–	4	1	1	6,2	30	0	0	2427	0	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

2.3.2.1 ПАО «Россети Юг»

ПС 110 кВ БГ2.

Согласно данным в СиПР Ростовской области [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2018 года и составила 7,612 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 81 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 104 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +26,7 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,94, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +26,7 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,166.

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

С учетом выполнения перевода нагрузки в объеме 1,1 МВА в ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 89 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

Согласно данным СиПР Ростовской области [3], в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,256 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 1,275 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 7,787 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 83 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора, в ПАР трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 106 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформатора Т-2 ПС 110 кВ БГ2 ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ БГ2 расчетный объем ГАО составит 0,441 МВт.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 7,612 + 1,275 + 0 - 1,1 = 7,787 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 7,787 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

При этом необходимо дополнительно отметить, что в технические условия на технологическое присоединение электроустановок ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей» (договор на технологическое присоединение №61-1-17-00302539 от 24.04.2017) включено мероприятие «На ПС 110/35/10-6 кВ БГ-2 выполнить замену существующего силового трансформатора Т2 110/35/10 6,3 МВА на трансформатор расчетной мощности».

ПС 110 кВ Р33.

Согласно данным в СиПР Ростовской области [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 27,651 МВА. В ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117 % 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 +25,9 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,947.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Ростовской области [3], в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,473 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,051 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 27,702 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Р33 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Р33 расчетный объем ГАО составит 4,027 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 27,651 + 0,051 + 0 - 0 = 27,702 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 27,702 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 Юг».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ БТ1.

Согласно данным в СиПР Ростовской области [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 28,430 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 91 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 101 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +3 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +3 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,129.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно данным СиПР Ростовской области [3], в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,150 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,016 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 28,446 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 91 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 101 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ БТ1 ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ БТ1 расчетный объем ГАО составит 0,221 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 28,430 + 0,016 + 0 - 0 = 28,446 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 28,446 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

При этом на этапе 2025 года срок службы трансформатора Т-1 ПС 110 кВ БТ1 составит 30 лет, что приведет к его загрузке в размере 101 % от $S_{ддн}$ в ПАР при отключении трансформатора Т-2, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА в 2023 году и существующего силового трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА в 2025 году.

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

ПС 110 кВ Б4.

Согласно данным в СиПР Ростовской области [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2017 года и составила 10,240 МВА. В ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 105 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 54 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 при ТНВ +23,2 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 0,971, коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-2 при ТНВ +23,2 °С и режиме нагрузки с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,184.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,2 МВА на другие центры питания, при этом в ПАР при отключении трансформатора Т-2 загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 93 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

Согласно данным СиПР Ростовской области [3], в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,907 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,787 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 11,027 МВА.

Таким образом, в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 114 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора. В ПАР при отключении трансформатора Т-1 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 58 % от $S_{ддн}$, что не превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

С учетом перевода нагрузки в ПАР при отключении трансформатора Т-2 перспективная загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 101 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Б4 ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Б4 расчетный объем ГАО составит 0,117 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 10,240 + 0,787 + 0 - 1,2 = 9,827 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 9,827 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия – 2026 год.

ПС 110 кВ Центральная.

Согласно данным в СиПР Ростовской области [3], фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2017 года и составила 13,410 МВА. В ПАР трансформатора Т-2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 118 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР трансформатора Т-1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 157 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,1 °С и нормальном режиме нагрузки составляет 1,135.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8,5 МВА на другие центры питания в течение 20 минут, при этом в соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] нагрузка трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Центральная до 157 % допустима на время не более 1 минуты. За 1 минуту выполнить вышеуказанный перевод нагрузки на другие центры питания невозможно.

Согласно данным СиПР Ростовской области [3], в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,393 МВт (полная мощность с учетом коэффициентов набора – 0,258 МВА).

Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора мощности для вновь вводимых энергопринимающих устройств может составить 13,638 МВА. Таким образом, в ПАР трансформатора Т-2 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 составит 120 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора. В ПАР трансформатора Т-1 перспективная нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 составит 160 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ данного трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Центральная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Центральная расчетный объем ГАО составит 5,126 МВА, в случае отключения Т-2 – 2,288 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 13,410 + 0,258 + 0 - 0 = 13,638 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов на трансформаторы мощностью не менее 13,638 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

В соответствии с актом проверки необходимости проведения строительства ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая от 16.12.2016 установлено, что оборудование ПС 110 кВ Центральная морально и физически изношено, по результатам осмотра оборудования подстанции выявлен ряд существенных недостатков. Так же в соответствии с актом технического освидетельствования ПС 110 кВ Центральная от 31.10.2019 установлено неудовлетворительное техническое состояние ПС: значительная коррозия баков силовых трансформаторов, примеси в масле силовых трансформаторов свидетельствующие о разложении изоляции обмоток, течи масла маслонаполненного оборудования, разрушение фундаментов, и т. д. Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Центральная на старой площадке невозможна ввиду отсутствия свободной территории.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется перевод ПС 35 кВ Шлюзовая на напряжение 110 кВ, предполагающий строительство ПС 110/35/6 кВ Шлюзовая с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА каждый, с демонтажем ПС 35 кВ Шлюзовая, ПС 110 кВ Центральная и переводом питания потребителей ПС 35 кВ Шлюзовая и ПС 110 кВ Центральная на ПС 110 кВ Шлюзовая.

Выполнение данного мероприятия позволит:

- заменить морально устаревшее и физически изношенное оборудование;
- избавиться от существующей перегрузки трансформаторов в послеаварийном режиме;
- обеспечить подключение новых потребителей.

В соответствии с утвержденной проектно-сметной документацией по титулу «Строительство ПС 110/35/6 кВ «Шлюзовая» с переводом питания потребителей ПС 35/6 кВ «Шлюзовая» на напряжение 110/35/6 кВ, переводом питания потребителей ПС 110/35/6 кВ «Центральная» на новую ПС, строительством заходов ВЛ – 110 кВ, ВЛ – 35 кВ и ВЛ – 6 кВ на новую ПС. Реконструкция ВЛ-35 кВ «Шлюзовая – Романовская» (в том числе аренда земли и подготовка площадки под строительство)» новая ПС 110 кВ Шлюзовая присоединяется в рассечку ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – ВдТЭЦ-1 проводом АС-300 с образованием ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Шлюзовая и ВЛ 110 кВ ВдТЭЦ-1– Шлюзовая.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 35 кВ АС8 (перевод на напряжение 110 кВ).

Согласно данным в СиПР Ростовской области [3], максимальная нагрузка ПС 35 кВ транзита 35 кВ АС11 – АС8 – АС3 – АС2 – НЗБ за последние пять лет была зафиксирована в день внеочередного летнего контрольного замера 2021 г. (21.07.2021) и составила – 18,48 МВА.

В таблице 13 приведена нагрузка каждой ПС 35 кВ транзита 35 кВ АС11 – АС8 – АС3 – АС2 – НЗБ во внеочередной день замера (21.07.2021), а также объем присоединяемой мощности к ПС согласно действующим договорам на ТП.

Таблица 13 – Данные по загрузке ПС транзита АС11 – АС8 – АС3 – АС2 – НЗБ

	ПС 35 кВ РУМГ (а)	ПС 35 кВ АС2	ПС 35 кВ АС3	ПС 35 кВ АС8	ПС 35 кВ Самсон	ПС 35 кВ Мишкино (а)	ПС 110 кВ АС11 РУ 10 кВ 1 СШ	ПС 110 кВ АС11 РУ 10 кВ 2 СШ
КЗ 21.07.2021 (ПЭВТ)	0,17	8,81	2,23	7,14	0,13	0	3,04	0,1
Прирост мощности по действующим ТУ на ТП, с учетом Кр	–	–	0,15	0,70	–	–	0,56	

При анализе расчетов электрических режимов в летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +35 °С с учетом прироста нагрузок выявлены следующие нарушения параметров электрического режима:

– при отключении ВЛ 35 кВ АС11 – Самсон с отпайкой на ПС Мишкино и последующем восстановлении электроснабжения ПС 35 кВ АС3, ПС 35 кВ АС8 действием АВР на ПС 35 кВ АС2:

а) напряжение в сети 35 кВ снижается ниже аварийно допустимого (26,2 кВ);

б) нагрузка ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ составляет 362 А и превышает аварийно допустимую (155 % от $I_{длtn}=233$ А при ТНВ +35 °С);

– при отключении ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ и последующем восстановлении электроснабжения секции 1 35 кВ ПС 35 кВ АС2 действием АВР на ПС 35 кВ АС2:

а) напряжение в сети 35 кВ снижается ниже аварийно допустимого (26,5 кВ);

б) нагрузка ВЛ 35 кВ АС11 – Самсон с отпайкой на ПС Мишкино составляет 410 А и превышает аварийно допустимую (176 % от $I_{длtn}=233$ А при ТНВ +35 °С);

в) нагрузка ВЛ 35 кВ АС8 – Самсон составляет 407 А и превышает аварийно допустимую (175 % от $I_{длtn}=233$ А при ТНВ +35 °С);

г) нагрузка ВЛ 35 кВ АС2 – АС8 составляет 244 А и превышает длительно допустимую (105 % от $I_{длtn}=233$ А при ТНВ +35 °С);

д) нагрузка Т-1 ПС 110 кВ АС11 составляет 26,4 МВА (137 А, что составляет 197 % от $I_{длtn}=69,5$ А при ТНВ +35 °С) с учетом перевода нагрузки с 1 СШ 10 кВ на 2 СШ 10 кВ (в соответствии с данными филиала ПАО «Россети Юг» – «Ростовэнерго» возможность объединения на параллельную работу Т-1 и Т-2 отсутствует по условиям работы релейной защиты).

В качестве мероприятий необходимых для ввода режима в область допустимых значений, предложена реконструкция ПС 35 кВ АС8 со строительством РУ 110 кВ, установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый и присоединением её к сети 110 кВ посредством строительства отпайки от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 ориентировочной протяженностью 2 км, маркой провода АС-95.

В нормальной схеме отсутствует выход параметров режима из области допустимых значений.

При отключении Т-1(2) ПС 110 кВ АС8 нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) составит 15,8 МВА (82 А), что превышает его длительно допустимую нагрузку (146 % от $I_{длtn}=56$ А при ТНВ +35 °С). Данная нагрузка допустима на период до 20 минут. Для снятия перегрузки в данном ПАР необходимо выполнить перевод нагрузки ПС 35 кВ АС2 и ПС 35 кВ АС3 на электроснабжение со стороны ПС 110 кВ НЗБ. При этом нагрузка оставшегося в работе Т-1(2) ПС 110 кВ АС8 составит 8,4 МВА (43 А), что не превышает его длительно допустимую нагрузку (78 % от $I_{длtn}=56$ А при ТНВ +35 °С)

При отключении ВЛ 35 кВ НЗБ – АС2 с отпайкой на ПС РУМГ нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ АС8 составит 12,3 МВА (64 А), что превышает его длительно допустимую нагрузку (114 % от $I_{длtn}=56$ А при ТНВ +35 °С).

При переводе нагрузки с секции 1 6 кВ на секцию 2 6 кВ ПС 110 кВ АС8 в данном послеаварийном режиме нагрузка трансформатора Т-1 ПС 110 кВ АС8 составит 11,9 МВА (61 А), что превышает его длительно допустимую нагрузку (109 % от $I_{длtn}=56$ А при ТНВ +35 °С).

Для снижения загрузки трансформатора Т-1 ПС 110 кВ АС8 до допустимых значений необходимо обеспечить включение на параллельную работу трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ АС8, при этом их нагрузка составит 10,7 МВА (55 А) и 9,7 МВА (50 А) соответственно, что не превышает их длительно допустимую нагрузку ($I_{длtn}=56$ А при ТНВ +35 °С). Для обеспечения возможности включения трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ АС8 на параллельную работу, так же в рамках реконструкции ПС 35 кВ АС8 может потребоваться реконструкция устройств релейной защиты (необходимость и объемы должны быть определены в рамках соответствующего проекта по реконструкции ПС).

На основании вышеизложенного в 2023 году рекомендуется реконструкция ПС 35 кВ АС8 со строительством РУ 110 кВ, установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый и присоединением её к сети 110 кВ посредством строительства отпаяк от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 ориентировочной протяженностью 2 км, маркой провода АС-95.

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

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.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Ростовской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Ростовской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 14 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ростовской области.

Таблица 14 – 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 100 МВт							
1	АО «НЗНП» (увеличение мощности)	АО «НЗНП»	0,0	120,0	220	2023	ПС 500 кВ Шахты
Более 10 МВт							
2	ООО «Новороссийский Прокатный Завод» (увеличение мощности)	ООО «Новороссийский Прокатный Завод»	90,56	49,4	220	2023	ПС 500 кВ Шахты
3	Завод по производству аминокислот	АО «Донбиотех»	0,0	35,0	220	2025	ПС 220 кВ РП Волгодонск Волгодонская ТЭЦ-2
4	Увеличение мощности ПС 110 кВ Двойная/т	ОАО «РЖД»	44,7	29,7	110	2022 с поэтапным набором мощности до 2024	ПС 220 кВ Зимовники
5	Увеличение мощности ПС 110 кВ Зимовники/т			15,0	110	2022 с поэтапным набором мощности до 2023	ПС 220 кВ Зимовники
6	Жилищное строительство	ООО Специализированный Застройщик «Галактика»	0,0	22,4	110	2024	ПС 110 кВ Р19
7	Универсальное промышленное здание	ООО «Проект-Девелопмент»	4,0	20,0	220	2023	ПС 220 кВ Р-42 ПС 220 кВ НЗБ
8	Тепличный комплекс	ООО АПК «Сальский»	0,0	20,0	220	2025	ПС 220 кВ Сальская
9	Увеличение мощности предприятия	ПАО «Роствертол»	0,0	12,0	110	2024	ПС 110 кВ РСМ
10	Жилищное строительство	Министерство строительства, архитектуры и территориального развития Ростовской области	2,0	8,6	220	2022 с поэтапным набором мощности до 2024	ПС 220 кВ Р-4

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
11	Жилой комплекс	ООО СЗ «МСК- КАПИТАЛ»	1,9	8,4	110	2023	ПС 110 кВ Р25

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	20064	20309	20485	20654	20796	20943
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	245	176	169	142	147
Годовой темп прироста, %	–	1,22	0,87	0,82	0,69	0,71

Потребление электрической энергии по энергосистеме Ростовской области прогнозируется на уровне 20943 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 0,74 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 245 млн кВт·ч или 1,22 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 142 млн кВт·ч или 0,69 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Ростовской области представлены на рисунке 4.

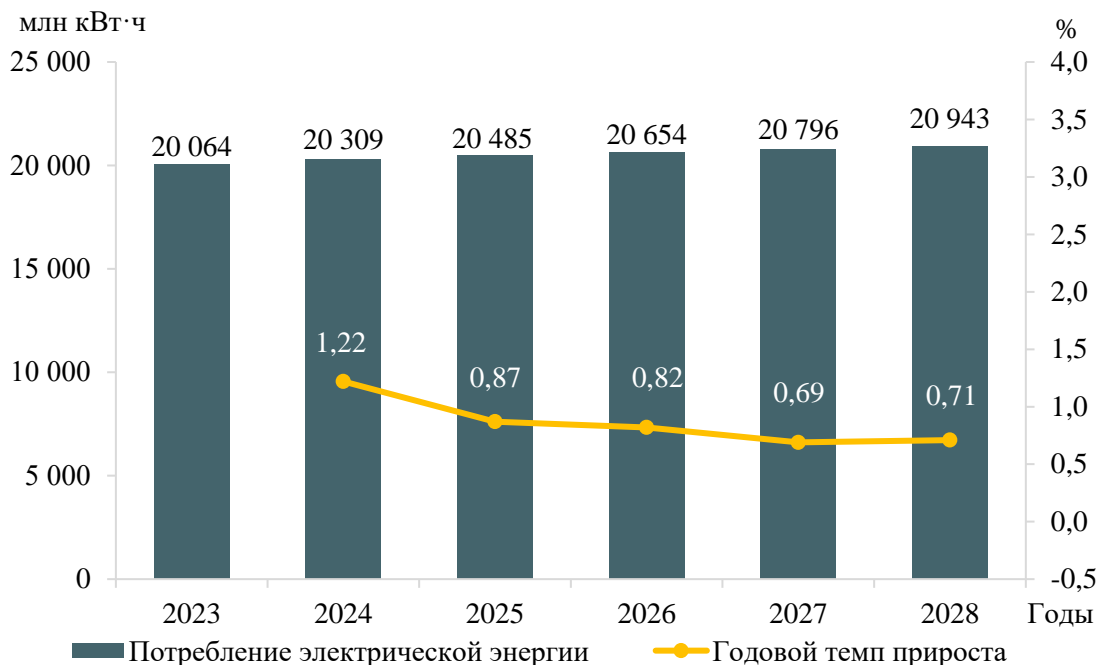


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Ростовской области обусловлена следующими основными факторами:

- развитием предприятий обрабатывающих производств;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- строительством завода по производству аминокислот АО «ДонБиоТех»;
- ростом объемов жилищного строительства.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3251	3269	3283	3303	3310	3319
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	18	14	20	7	9
Годовой темп прироста, %	–	0,55	0,43	0,61	0,21	0,27
Число часов использования максимума потребления мощности	6172	6213	6240	6253	6283	6310

Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области к 2028 году прогнозируется на уровне 3319 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,05 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 20 МВт или 0,61 %, что обусловлено намечаемым увеличением мощности АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» и ООО «Новороссийский прокатный завод»; наименьший – 7 МВт или 0,21 % в 2027 году.

Годовой режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 6310 час/год, что объясняется вводом большой доли потребителей производственной сферы, которые имеет тенденцию к уплотнению годового режима.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

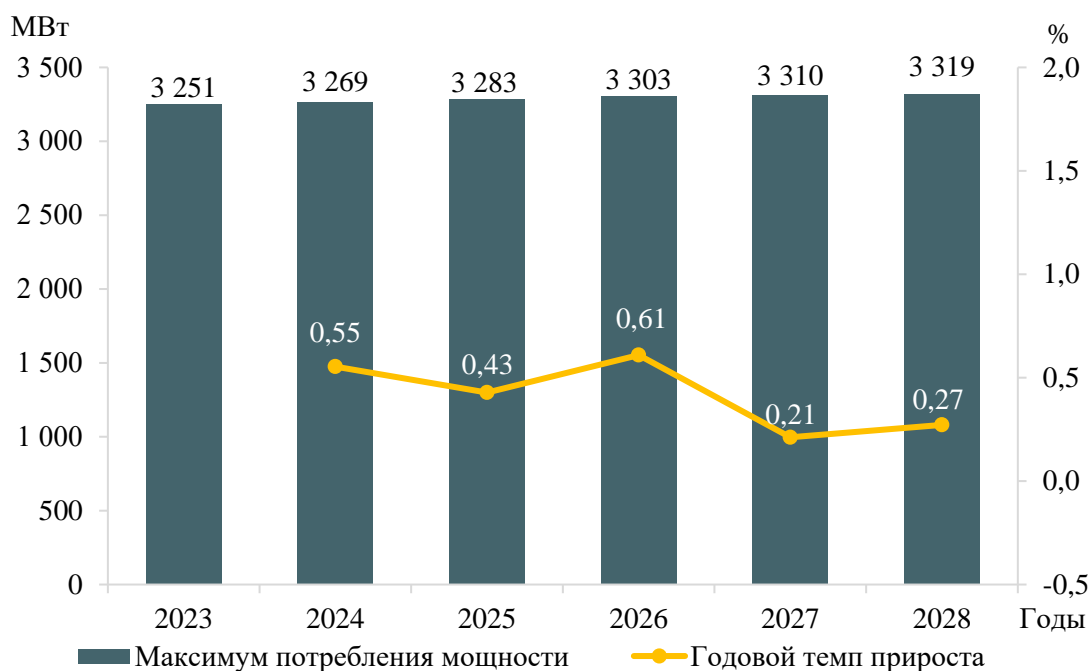


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в 2023–2028 годах составляют 540 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Ростовской области представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Ростовской области	–	–	–	–	–	540,0	540,0
ТЭС	–	–	–	–	–	540,0	540,0

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 646,5 МВт, в том числе: на ТЭС – 489,0 МВт, на ВЭС – 157,5 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по энергосистеме Ростовской области в период 2023–2028 годов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Ростовской области	–	–	157,5	–	–	489,0	646,5
ТЭС	–	–	–	–	–	489,0	489,0
ВИЭ – всего	–	–	157,5	–	–	–	157,5
ВЭС	–	–	157,5	–	–	–	157,5

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на Новочеркасской ГРЭС (ПГУ-324).

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Ростовской области в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования в период 2023–2028 годов планируется в объеме 2,5 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций Ростовской области в 2028 году составит 7943,9 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Ростовской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 19. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Ростовской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 19 – Установленная мощность электростанций по энергосистеме Ростовской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Ростовской области	7834,9	7834,9	7992,4	7994,9	7994,9	7943,9
АЭС	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9
ГЭС	211,5	211,5	211,5	214,0	214,0	214,0
ТЭС	2944,2	2944,2	2944,2	2944,2	2944,2	2893,2
ВИЭ – всего	607,3	607,3	764,8	764,8	764,8	764,8
ВЭС	607,3	607,3	764,8	764,8	764,8	764,8

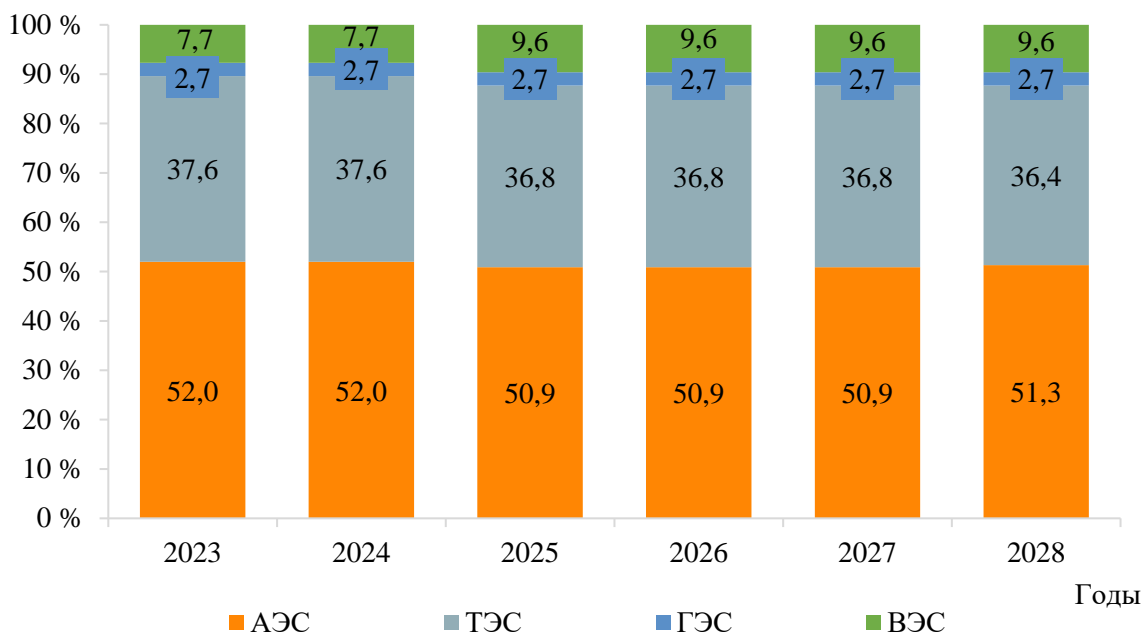


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Ростовской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Ростовской области 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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ростовской области не требуются.

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 Ростовской области

В таблице 20 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 Ростовской области.

Таблица 20 – 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 Ростовской области

№ 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	Строительство ПС 220 кВ Новошахтинская с двумя трансформаторами 220/110/6/6 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	220	МВА	2×125	–	–	–	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	–	120
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты на ПС 220 кВ Новошахтинская ориентировочной протяженностью 15,5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	2×15,5	–	–	–	–	–	31				
3	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Донские биотехнологии»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения АО «Донские биотехнологии»	АО «Донские биотехнологии»	–	35
4	Реконструкция ПС 110 кВ Зимовники тяговая с заменой трансформаторов Т-1 110/27,5/10 кВ и Т-2 110/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	10	25
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Зимовники тяговая – Двойная тяговая на ПС 220 кВ Зимовники ориентировочной протяженностью 2,3 км каждый	ОАО «РЖД»	110	км	2×2,3	–	–	–	–	–	4,6				
6	Строительство ПС 110 кВ АПК Сальский с одним трансформатором 110 кВ мощностью 25 МВА	ООО «АПК «Сальский»	110	МВА	–	–	1×25	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения ООО «АПК «Сальский»	ООО «АПК «Сальский»	–	20
7	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Сальская – Сандатовская с отпайкой на ПС КС Сальская до ПС 110 кВ АПК Сальский	ООО «АПК «Сальский»	110	км	–	–	х	–	–	–	х				
8	Строительство ПС 110 кВ Садкинская-Восточная с двумя трансформаторами 110/6,6/6,3 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	–	9,84
9	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Богатовская ПТФ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская-Восточная	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
10	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ БЗ – Ясногорская – Синегорская – Садкинская до ПС 110 кВ Садкинская-Восточная	ООО «Шахта Садкинская-Восточная»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
11	Реконструкция ПС 110 кВ БТ2 с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения ПАО «Роствертол»	ПАО «Роствертол»	–	12
12	Строительство ПС 110 кВ Заявителя с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Роствертол»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения ПАО «Роствертол»	ПАО «Роствертол»	–	12
13	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 I цепь и ВЛ 110 кВ ГПП-1 – ГПП-2 II цепь до ПС 110 кВ Заявителя	ПАО «Роствертол»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
14	Строительство ПС 110 кВ Проект-Девелопмент с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Проект-Девелопмент»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения ООО «Проект-Девелопмент»	ООО «Проект-Девелопмент»	–	20

№ 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
15	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до ПС 110 кВ Проект-Девелопмент	ООО «Проект-Девелопмент»	110	км	х	–	–	–	–	–	х				
16	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 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 ¹⁾	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения ООО «АДВА»	ООО «АДВА»	–	4
17	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый ¹⁾	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	1×40	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения АО «Донэнерго»	АО «Донэнерго»	45,33793	0,775
18	Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА ¹⁾	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей»	ФБУ «Администрация Азово-Донского бассейна внутренних водных путей»	–	1,43
19	Строительство ПС 110 кВ с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	ООО «Группа Компаний «Чистый Город»	–	4,95
20	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Синявская – Самбек до границы земельного участка заявителя	ПАО «Россети Юг»	110	км	–	–	–	–	–	–	х				
21	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП4 с заменой трансформаторов 1Т 110/6/6 кВ и 2Т 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Ростельмаш-энерго»	110	МВА	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения ООО «Ростельмаш-энерго»	ООО «Ростельмаш-энерго»	23,2301	8,715
22	Строительство ПС 110 кВ НС-2 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	110	МВА	2×16						32	Обеспечение технологического присоединения Регионального управления заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	0	19,3523
23	Строительство ПС 110 кВ НС-3 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый		110	МВА	2×16						32				
24	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 I цепь с отпайками и ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками до ПС 110 кВ НС-2		110	км	2×15,5						31				
25	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Синявская – Хапры до ПС 110 кВ НС-3		110	км	1,7						1,7				
26	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Р-20 – А-20 II цепь с отпайками до ПС 110 кВ НС-3		110	км	21						21				
27	Строительство ПС 110 кВ НС-4 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	110	МВА	2×16						32	Обеспечение технологического присоединения Регионального управления заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	Региональное управление заказчика капитального строительства Южного военного округа – филиала ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	0	17,3839
28	Строительство ПС 110 кВ НС-5 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый		110	МВА	2×16						32				
29	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Т-15 – Т22 с отпайкой на ПС Т23 и ВЛ 110 кВ Т-15 – Т21 до ПС 110 кВ НС-4		110	км	2×8,45						16,9				
30	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Т-15 – Матвеев Курган с отпайкой на ПС Т23 до ПС 110 кВ НС-5		110	км	1,1						1,1				

№ 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
31	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Т-15 – Т21 с отпайкой на ПС НС-4 до ПС 110 кВ НС-5	Министерства обороны РФ»	110	км	27,7						27,7		Министерства обороны РФ		

Примечание – ¹⁾ В рамках ТУ на ТП отсутствует мощность устанавливаемых трансформаторов. Мощность устанавливаемых трансформаторов указана в соответствии с расчетами, приведенными в 2.2.1.1 и 2.3.2.1.

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 21.

Таблица 21 – 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 ПС 110 кВ Шлюзовая с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый, перевод электроснабжения потребителей ПС 110 кВ Центральная и ПС 35 кВ Шлюзовая на ПС 110 кВ Шлюзовая, строительство заходов ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1 на ПС 110 кВ Шлюзовая	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16						32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				км	2×1,2						2,4	
2	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый и строительством отпаек от ВЛ 110 кВ КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до РУ 110 кВ ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×10						20	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
				км	2×2						4	
3	Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×10						10	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Р33 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	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40						80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40		1×40				80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Реконструкция ПС 110 кВ Б4 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА				1×10			10	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

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 проведённого 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 22).

Таблица 22 – 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 АС12 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 Юг»	110	МВА	2×16						32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40						40	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 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 Юг»	110	МВА	2×16						32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 23 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [5].

Таблица 23 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
1	Строительство РУ 220 кВ Вербной ВЭС с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 100 МВА каждый	220	МВА	–	–	2×100	–	–	–	200	Вербная ВЭС	АО «ВетроОГК-2»	157,5
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Вешенская-2 – Б-10 на РУ 220 кВ Вербной ВЭС ориентировочной протяженностью 3,5 км каждый	220	км	–	–	2×3,5	–	–	–	7			

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 Ростовской области, 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 инвестиционной программы ПАО «Россети Юг» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Юг» на 2019–2023 годы. Материалы размещены 16.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 31@ инвестиционной программы ПАО «Россети Юг» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Юг», утвержденную приказом Минэнерго России от 15.11.2018 № 11@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 30@;

3) 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».

4) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [6]).

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 энергосистемы Ростовской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Ростовской области 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 по энергосистеме Ростовской области оценивается в 2028 году в объеме 20943 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,74 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Ростовской области к 2028 году увеличится и составит 3319 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 0,05 %.

Наибольший прирост мощности в энергосистеме Ростовской области прогнозируется в 2026 году, что связано с намечаемым увеличением мощности АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» и АО «ДонБиоТех».

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Ростовской области в 2023–2028 годах прогнозируется на уровне 6172–6310 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Ростовской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 157,5 МВт на ВЭС и 489 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Ростовской области в 2028 году составит 7943,9 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Ростовской области в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Ростовской области.

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 148,4 км, трансформаторной мощности 1458 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 Ростовской области на 2022–2026 годы : утверждены Распоряжением Губернатора Ростовской области от 29 апреля 2022 г. № 112 «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Ростовской области на 2022–2026 годы». – Текст : электронный. – URL: https://pravo.donland.ru/doc/view/id/Распоряжение_112_06052022_31063/ (дата обращения: 28.09.2022).

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. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 (ред. от 14.03.2022) «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

6. 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 Ростовской области												
Цимлянская ГЭС	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»			-								
		1	ПЛ-495-ВБ-660		50,0	50,0	50,0	50,0	52,5	52,5	52,5	Модернизация в 2026 г.
		2	ПЛ-30/877/В-660		52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	
		3	ПЛ-30/877/В-660		52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	
		4	ПЛ-30-В-660		52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	52,5	
		5	ПЛ-495-ВБ-225		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		-	-	211,5	211,5	211,5	211,5	214,0	214,0	214,0		
Ростовская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»			Ядерное топливо								
		1	ВВЭР		1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	1041,7	
		2	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		3	ВВЭР-1000		1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	
		4	ВВЭР		1030,3	1030,3	1030,3	1030,3	1030,3	1030,3	1030,3	
Установленная мощность, всего		-	-	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9	4071,9		
Новочеркасская ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Газ, мазут, уголь донецкий и кузнецкий								
		1	К-264(300)-240-2		264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	
		2	К-264(300)-240-2		264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	264,0	
		3	К-270(300)-240-2		270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		4	К-270(300)-240-2		270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		5	К-270(300)-240-2		270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	270,0	
		6	К-290(310)-23,5-3		290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	290,0	
		7	К-300(325)-23,5		300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
		9	К-330-23,5		330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0	
		-	ПГУ-324								324,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		-	ПГУ-170								165,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		-	-	2258,0	2258,0	2258,0	2258,0	2258,0	2258,0	2207,0		
ТЭЦ Ростсельмашэнерго	ООО «Ростсельмашэнерго»			Газ, мазут								
		1	Р-6-18/5,5		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		
Ростовская ТЭЦ-2	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»			Газ, мазут								
		1	ПТ-100/110-12,8		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		2	ПТ-100/110-12,8	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0		
Установленная мощность, всего		-	-	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0		
Волгодонская ТЭЦ-2	ООО «Волгодонская тепловая генерация»			Газ, мазут								
		2	Т-110/120-130-3		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	ПТ-140/165-130/15		140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	140,0	
Установленная мощность, всего		-	-	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0	360,0		
Шахтинская ГТЭС	ООО «Шахтинская газотурбинная электростанция»			Газ								
		1, 2, 6	ПГУ		55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	55,1	

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)								
		5, 3, 4	ПГУ		41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8		
Установленная мощность, всего		–	–	–	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9	96,9		
Новочеркасская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТ-009М	9,0	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		
РК-3 ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго	ООО «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго»			Газ									
		1	GES-EH 1750 Q (ГПА)		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	GES-EH 1750 Q (ГПА)		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	GES-EH 1750 Q (ГПА)	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8		
Установленная мощность, всего		–	–	–	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3		
Азовская ВЭС	ООО «Энел Рус Винд Азов»			–									
		1-26	G132		90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1		
Марченковская ВЭС	АО «ВетроОГК»			–									
		1-8	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		9-16	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		17-24	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		25-32	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		33-40	L100-2,5		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		41-48	L100-2,5	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0		
Каменская ВЭС	ООО «Второй Ветропарк ФВР»			–									
		1	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		2	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		3	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		4	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		5	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		6	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		7	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		8	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		9	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		10	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		11	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		12	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		13	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		14	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		15	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		16	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		17	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		18	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		19	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		20	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		21	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		22	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		23	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		24	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		25	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		26	Vestas V126-3.8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
Установленная мощность, всего		–	–	–	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8		
Сулинская ВЭС	ООО «Второй Ветропарк ФВР»												

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)								
		1	Vestas V126-3.8	-	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		
		2	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		3	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		4	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		5	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		6	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		7	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		8	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		9	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		10	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		11	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		12	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		13	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		14	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		15	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		16	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		17	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		18	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		19	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		20	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		21	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		22	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		23	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		24	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		25	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		26	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
Установленная мощность, всего		-	-		98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8		
Гуковская ВЭС	ООО «Третий Ветропарк ФБР»			-									
		1	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		2	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		3	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		4	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		5	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		6	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		7	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		8	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		9	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		10	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		11	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		12	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		13	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		14	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		15	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		16	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		17	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		18	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		19	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		20	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		21	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		22	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		23	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		24	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		25	Vestas V126-3.8		3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	
		26	Vestas V126-3.8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8		

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)							
Установленная мощность, всего		–	–		98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	98,8	
Казачья ВЭС	ООО «Седьмой Ветропарк ФБР»											
		1-4	Vestas V126-4.2		16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	
		5-12	Vestas V126-4.2		33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	33,6	
		13-24	Vestas V126-4.2		50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	50,4	
Установленная мощность, всего		–	–		100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	100,8	
Вербная ВЭС	АО «ВетроОГК-2»											
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1389)					20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1393)					20,0	20,0	20,0	20,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1395)					15,0	15,0	15,0	15,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1396)					22,5	22,5	22,5	22,5	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1448)					40,0	40,0	40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
		–	ВЭУ (код ГТП GVIE1449)					40,0	40,0	40,0	40,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–					157,5	157,5	157,5	157,5	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного 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 Ростовской области

№ 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	Ростовской области	Ростовская область	Строительство ПС 110 кВ Шлюзовая с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый, перевод электроснабжения потребителей ПС 110 кВ	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	891,73	891,73
2	Ростовской области	Ростовская область	Центральная и ПС 35 кВ Шлюзовая на ПС 110 кВ Шлюзовая, строительство заходов ВЛ 110 кВ Цимлянская ГЭС – Волгодонская ТЭЦ-1 на ПС 110 кВ Шлюзовая	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×1,2	–	–	–	–	–	2,4	–			
3	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 35 кВ АС8 с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-2 35/6 кВ мощностью 7,5 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый и строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	20	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	504,40	504,40
4	Ростовской области	Ростовская область	КС3 – Р32 – АС11 – НГ5 и ВЛ 110 кВ АС15 – АС6 до РУ 110 кВ ПС 110 кВ АС8 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	ПАО «Россети Юг»	110	км	2×2	–	–	–	–	–	4	–			

№ 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				
5	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС12 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 Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	145,93	145,93
6	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Чалтырь с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	105,17	105,17
7	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ АС1 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 Юг»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	577,54	577,54
8	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ БГ2 с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	10	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	92,97	92,97
9	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Р33 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	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	225,60	225,60
10	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ БТ1 с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	1×40	–	1×40	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	225,60	225,60

№ 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				
11	Ростовской области	Ростовская область	Реконструкция ПС 110 кВ Б4 с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Юг»	110	МВА	–	–	–	1×10	–	–	10	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	78,20	78,20

Примечания

1¹⁾ 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 на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима. 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.

2²⁾ 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
Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

Таблица В.1 – 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ АС12	2021	11,758	ПС 110 кВ АС12	Администрация Щепкинского сельского поселения	117774/09/11/960/9-4-1-861	15.07.2011	2018	0,0150	0	0,4	0,0015	14,729	14,729	14,729	14,729	14,729	14,729
2				ПС 110 кВ АС12	Администрация Щепкинского сельского поселения	117937/09/11/960/9-4-1-953	15.07.2011	2018	0,0150	0	0,4	0,0015						
3				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	136688/09/11/960/9-4-1-4351	20.10.2011	2018	0,0100	0	0,4	0,0010						
4				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Науменко Галина Юрьевна	61200-14-00173023-1	13.08.2014	2022	0,1000	0	6-20	0,0100						
5				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-15-00194749	01.04.2015	2017	0,0150	0	0,4	0,0015						
6				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-15-00230903	23.10.2015	2019	0,0050	0	0,4	0,0005						
7				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-15-00233465	09.11.2015	2018	0,0500	0	0,4	0,0050						
8				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-16-00271015	12.08.2016	2021	0,1500	0	6-20	0,0150						
9				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-16-00276639	12.08.2016	2018	0,0100	0,0050	0,4	0,0010						
10				ПС 110 кВ АС12, ПС 35 кВ АС-7	Администрация Рассветовского сельского поселения	61-1-16-00282805	11.11.2016	2021	0,2322	0	0,4	0,0232						
11				ПС 110 кВ АС12, ПС 35 кВ АС-7	Управление коммунального и дорожного хозяйства Администрации Аксайского района Ростовской области	61-1-16-00283727	11.11.2016	2021	0,0690	0	0,4	0,0069						
12				ПС 110 кВ АС12, ПС 35 кВ АС7	Управление коммунального и дорожного хозяйства Администрации Аксайского района Ростовской области	61-1-16-00283789	11.11.2016	2021	0,0400	0	0,4	0,0040						
13				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-17-00295553	14.02.2017	2017	0,0100	0	0,4	0,0010						
14				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-17-00295499	14.03.2017	2018	0,3300	0,1600	6-20	0,0330						
15	ПС 110 кВ АС12	Муниципальное бюджетное учреждение культуры Щепкинского сельского поселения «Октябрьский сельский дом культуры» Аксайского района Ростовской области	61-1-17-00335273	03.10.2017	2018	0,0070	0,0080	0,4	0,0007									

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
16				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-17-00351643	29.12.2017	2018	0,0150	0	0,4	0,0015						
17				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-17-00353429	14.02.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
18				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00370893	15.05.2018	2022	0,0350	0	0,4	0,0035						
19				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00374119	15.05.2018	2018	0,0150	0	0,4	0,0015						
20				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00378677	02.07.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
21				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00387433	12.07.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
22				ПС 110 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «Людмила»	61-1-18-00391585	11.09.2018	2022	0,1500	0	0,4	0,0150						
23				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413977	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
24				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413975	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
25				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413983	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
26				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413989	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
27				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413991	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
28				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414001	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
29				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414003	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
30				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414005	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
31				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414007	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
32				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414011	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
33				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414565	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
34				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414573	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
35				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414611	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
36				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414623	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
37				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414637	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
38				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414647	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
39				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Танага Сергей Сергеевич	61-1-18-00415237	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
40				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413963	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
41				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413965	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
42				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413955	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
43				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413967	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
44				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414667	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
45				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414523	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
46				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414529	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
47				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414533	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
48				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414453	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
49				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414451	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
50				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414449	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
51				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414447	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
52				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00414445	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
53				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413673	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
54				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413689	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
55				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413693	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
56				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413697	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
57				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413699	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
58				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413759	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
59				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413783	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
60				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413799	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
61				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413825	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
62				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413849	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
63				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413877	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
64				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413923	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
65				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-18-00413953	03.12.2018	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
66				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель глава крестьянского(фермерского) хозяйства глава Балашев Григорий Петрович	61-1-18-00419731	18.01.2019	2020	0,0450	0	0,4	0,0045						
67				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00433249	18.03.2019	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
68				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00441113	04.06.2019	2020	0,1500	0	0,4	0,0150						
69				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00443383	24.06.2019	2020	0,1183	0	0,4	0,0118						
70				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00450103	20.06.2019	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
71				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00450129	20.06.2019	2019	0,0150	0	0,4	0,0015						
72				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00461535	25.09.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
73				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00461541	25.09.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
74				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00461353	25.09.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
75				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00461385	25.09.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
76				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00461451	25.09.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
77				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00465395	16.10.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
78				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00470489	25.09.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
79				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00470495	25.09.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
80				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00470501	25.09.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
81				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00470505	25.09.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
82				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00473079	03.10.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
83				ПС 110 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «Ольгинское коопредприятие Аксайского Райпо»	61-1-19-00476173	18.11.2019	2020	0,0140	0	0,4	0,0014						
84				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00481887	16.12.2019	2020	0,0140	0	0,4	0,0014						
85				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00481857	16.12.2019	2020	0,0140	0	0,4	0,0014						
86				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00481865	16.12.2019	2020	0,0140	0	0,4	0,0014						
87				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00481705	21.11.2019	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
88				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00483599	14.11.2019	2020	0,0050	0	0,4	0,0005						
89				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00486863	16.12.2019	2020	0,0140	0	0,4	0,0014						
90				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00488413	05.12.2019	2020	0,0140	0	0,4	0,0014						
91				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00491201	17.01.2020	2020	0,0140	0	0,4	0,0014						
92				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00491049	20.12.2019	2020	0,0140	0	0,4	0,0014						
93				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00493239	28.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
94				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-19-00493253	28.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
95				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495781	20.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
96				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495267	06.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
97				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495273	13.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
98				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495283	28.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
99				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495875	06.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
100				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495897	28.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
101				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495907	20.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
102				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495927	04.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
103				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495929	28.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
104				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00495933	30.01.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
105				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496005	14.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
106				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496013	05.03.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
107				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496063	25.03.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
108				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496085	25.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
109				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496143	28.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
110				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496177	06.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
111				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496193	25.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
112				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496501	20.02.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
113				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496679	26.03.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
114				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496695	20.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
115				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496727	20.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
116				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496749	26.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
117				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496797	02.03.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
118				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496531	17.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
119				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496559	20.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
120				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00496567	28.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
121				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00497823	04.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
122				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00500441	20.02.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
123				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00500565	20.02.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
124				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00502729	05.03.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
125				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Каланчин Юрий Алексеевич	61-1-20-00503117	14.05.2020	2020	0,1500	0	0,4	0,0150						
126				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00502905	01.04.2020	2020	0,0050	0	0,4	0,0005						
127				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00506195	20.05.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
128				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00504769	12.03.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
129				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00509573	16.04.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
130				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00509571	30.04.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
131				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00509839	21.04.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
132				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00512983	03.06.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
133				ПС 110 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «Южно-федеральная управляющая компания»	61-1-20-00511181	20.05.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
134				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Бабкина Ирина Владимировна	61-1-20-00511375	19.05.2020	2020	0,1500	0	0,4	0,0150						
135				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00513755	09.06.2020	2020	0,0100	0,005	0,4	0,0010						
136				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00515317	14.07.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
137				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00515553	30.06.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
138				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00515555	30.06.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
139				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00515765	30.06.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
140				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00515779	30.06.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
141				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00517323	25.06.2020	2020	0,0150	0	0,4	0,0015						
142				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00518205	24.07.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
143				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00519241	31.07.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
144				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00518201	31.07.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
145				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00518467	31.07.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
146				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00549065	03.12.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
147				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Демьянов Юрий Иванович	61-1-20-00547937	04.12.2020	2021	0,1000	0	0,4	0,0100						
148				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00533117	18.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
149				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00533793	09.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
150				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00525041	11.08.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
151				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00523931	13.08.2020	2021	0,0150	0,0150	0,4	0,0015						
152				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00523887	13.08.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
153				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00549363	10.12.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
154				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00559387	03.03.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
155				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00559655	18.02.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
156				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00560191	18.02.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
157				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00561523	03.03.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
158				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00521705	03.08.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
159				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00521463	23.07.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
160				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00521871	03.08.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
161				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00520767	05.10.2020	2021	0,1500	0	0,4	0,0150						
162				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00552417	25.12.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
163				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00551307	27.01.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
164				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00551823	16.01.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
165				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00551317	01.02.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
166				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00551465	12.01.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
167				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00541057	27.10.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
168				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00539833	15.10.2020	2021	0,0060	0	0,4	0,0006						
169				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00547831	26.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
170				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00522491	13.08.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
171				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00522069	04.08.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
172				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00522683	08.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
173				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00552235	24.12.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
174				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00552387	28.12.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
175				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Степанын Манук Манукович	61-1-20-00553007	12.01.2021	2021	0,1500	0	0,4	0,0150						
176				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00552499	28.12.2020	2021	0,0060	0	0,4	0,0006						
177				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00532621	11.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
178				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00532709	29.09.2020	2021	0,0150	0,0150	0,4	0,0015						
179				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00537001	13.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
180				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00540565	09.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
181				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00553977	30.12.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
182				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00535957	08.10.2020	2021	0,0150	0,0150	0,4	0,0015						
183				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00536307	01.10.2020	2022	0,0130	0,0020	0,4	0,0013						
184				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00529969	07.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
185				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00529991	05.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
186				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00530011	08.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
187				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00529733	18.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
188				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00528713	28.10.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
189				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00528711	03.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
190				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00525857	30.09.2020	2021	0,0100	0	0,4	0,0010						
191				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00525855	03.09.2020	2021	0,0100	0	0,4	0,0010						
192				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Живой Николай Юрьевич	61-1-21-00555375	27.01.2021	2021	0,0600	0	0,4	0,0060						
193				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Живой Николай Юрьевич	61-1-21-00555449	04.02.2021	2021	0,0600	0	0,4	0,0060						
194				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Иванников Максим Анатольевич	61-1-20-00542111	30.10.2020	2021	0,1500	0	0,4	0,0150						
195				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00542401	29.10.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
196				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00542971	21.12.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
197				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00543045	17.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
198				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00540249	19.10.2020	2021	0,0060	0	0,4	0,0006						
199				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00556895	01.02.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
200				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00543371	11.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
201				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00544009	10.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
202				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00542307	13.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
203				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00542081	05.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
204				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00543157	30.10.2020	2021	0,0060	0	0,4	0,0006						
205				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00544081	09.11.2020	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
206				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Слепцов Евгений Петрович	61-1-21-00557491	05.02.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
207				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00545139	03.12.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
208				ПС 110 кВ АС12	Управление коммунального и дорожного хозяйства Администрации Аксайского района Ростовской области	61-1-20-00545917	09.12.2020	2021	0,0075	0	0,4	0,0008						
209				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00559205	15.02.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
210				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00533939	21.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
211				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00534421	29.09.2020	2021	0,0140	0	0,4	0,0014						
212				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00531477	28.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
213				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00533249	24.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
214				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00533359	18.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
215				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00524897	11.08.2020	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
216				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00524931	18.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
217				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00524953	18.09.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
218				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00545955	23.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
219				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-20-00546031	23.11.2020	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
220				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00590297	23.07.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
221				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00608875	20.10.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
222				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00609097	28.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
223				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00609127	28.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
224				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00609667	25.10.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
225				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00596697	23.08.2021	2021	0,0100	0,0050	0,4	0,0010						
226				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00596947	24.08.2021	2021	0,0100	0,0050	0,4	0,0010						
227				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00596965	24.08.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
228				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00592649	04.08.2021	2022	0,0100	0	0,4	0,0010						
229				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00569951	12.04.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
230				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00571657	15.04.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
231				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00614193	22.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
232				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00615381	25.11.2021	2022	0,0060	0	0,4	0,0006						
233				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00615399	03.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
234				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00571335	26.04.2021	2021	0,0100	0,0050	0,4	0,0010						
235				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00611135	12.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
236				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00610861	09.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
237				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612069	12.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
238				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00613983	22.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
239				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00614871	29.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
240				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00613923	29.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
241				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00614467	22.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
242				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00578355	01.06.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
243				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Галенко Вячеслав Сергеевич	61-1-21-00576919	24.05.2021	2021	0,1500	0	6-20	0,0150						
244				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00576865	28.05.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
245				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00634319	15.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
246				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00567461	31.03.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
247				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00567463	31.03.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
248				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00570531	16.04.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
249				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Накопия Борис Борисович	61-1-22-00640881	27.04.2022	2023	0,1500	0	0,4	0,0150						
250				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00636069	21.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
251				ПС 110 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «РУСДАР»	61-1-22-00635353	17.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
252				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00638041	06.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
253				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00637259	05.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
254				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00635409	17.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
255				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00572925	26.04.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
256				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00631583	02.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
257				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00631617	03.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
258				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00641893	15.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
259				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00632229	14.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
260				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00638329	30.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
261				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00639827	12.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
262				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00639799	11.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
263				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00623675	14.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
264				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00624601	24.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
265				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00639941	11.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
266				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00593425	11.08.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
267				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00603895	30.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
268				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Алоян Наири Айкович	61-1-21-00568665	12.04.2021	2022	0,1000	0	0,4	0,0100						
269				ПС 110 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «ПЛАСТ АВЕНИУ»	61-1-21-00569827	21.04.2021	2021	0,1500	0	0,4	0,0150						
270				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00571451	20.04.2021	2021	0,0105	0,0045	0,4	0,0011						
271				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00645307	05.05.2022	2022	0,0100	0	0,4	0,0010						
272				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00644817	20.05.2022	2023	0,0150	0	0,4	0,0015						
273				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00643847	27.04.2022	2022	0,0100	0	0,4	0,0010						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
274				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00644023	25.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
275				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00644889	27.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
276				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00646125	04.05.2022	2022	0,0100	0	0,4	0,0010						
277				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00577701	08.06.2021	2022	0,1500	0	0,4	0,0150						
278				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00644135	26.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
279				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00644003	27.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
280				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00645435	20.05.2022	2023	0,0150	0	0,4	0,0015						
281				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00645493	03.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
282				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00645413	28.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
283				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00649453	24.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
284				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00648969	25.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
285				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00649435	26.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
286				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00595361	13.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
287				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00595387	13.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
288				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00648421	23.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
289				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00649079	26.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
290				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00650177	28.05.2022	2022	0,0130	0	0,4	0,0013						
291				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00650201	30.05.2022	2022	0,0060	0	0,4	0,0006						
292				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00586275	30.06.2021	2021	0,0060	0	0,4	0,0006						
293				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00586385	01.07.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
294				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00586895	12.07.2021	2022	0,0060	0	0,4	0,0006						
295				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00606893	11.10.2021	2022	0,0060	0	0,4	0,0006						
296				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00605391	04.10.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
297				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00642513	20.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
298				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00587967	21.07.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
299				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00581065	09.06.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
300				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00581491	10.06.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
301				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00581931	10.06.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
302				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00568953	06.04.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
303				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00574629	20.05.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
304				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00574469	24.05.2021	2022	0,0500	0	0,4	0,0050						
305				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00575251	13.05.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
306				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00575211	19.05.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
307				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00611603	10.11.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
308				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612067	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
309				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612091	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
310				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612359	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
311				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612403	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
312				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612375	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
313				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612307	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
314				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612279	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
315				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612267	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
316				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612197	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
317				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612185	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
318				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612177	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
319				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00589313	20.07.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
320				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00589897	23.07.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
321				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00601475	20.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
322				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00601457	16.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
323				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00599621	03.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
324				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00620167	20.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
325				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00620151	20.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
326				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00618883	14.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
327				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00620231	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
328				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00620243	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
329				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00620251	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
330				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00620449	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
331				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00620485	23.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
332				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00617193	07.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
333				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00619301	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
334				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00619285	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
335				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00618377	13.12.2021	2022	0,0060	0	0,4	0,0006						
336				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00619235	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
337				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00619355	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
338				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00619217	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
339				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00619253	21.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
340				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00616821	02.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
341				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00603861	04.10.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
342				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00604745	11.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
343				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00604835	07.10.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
344				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00605087	05.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
345				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00605187	07.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
346				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00585181	30.06.2021	2021	0,0060	0	0,4	0,0006						
347				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00586359	05.07.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
348				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623237	19.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
349				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623269	02.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
350				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623253	31.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
351				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623203	02.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
352				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623285	02.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
353				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623287	02.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
354				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623289	02.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
355				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623291	02.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
356				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623295	02.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
357				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00623297	02.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
358				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00624279	20.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
359				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00624259	20.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
360				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00622903	10.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
361				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00624463	25.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
362				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Кузнецова Светлана Алексеевна	61-1-21-00624335	19.01.2022	2022	0,0080	0	0,4	0,0008						
363				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00608085	20.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
364				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00608381	21.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
365				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00608399	26.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
366				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00593305	10.08.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
367				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00593275	18.08.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
368				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Плешивцева Анна Алексеевна	61-1-21-00595299	26.08.2021	2022	0,1050	0	6-20	0,0105						
369				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00634719	15.03.2022	2022	0,0050	0	0,4	0,0005						
370				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00636983	23.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
371				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00638653	04.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
372				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00586993	08.07.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
373				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00586941	06.07.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
374				ПС 110 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «ГазНефть»	61-1-21-00591201	28.07.2021	2022	0,1500	0	0,4	0,0150						
375				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00611915	10.11.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
376				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612485	18.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
377				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612907	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
378				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612893	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
379				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00613425	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
380				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00613411	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
381				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00613395	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
382				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00613375	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
383				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00613297	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
384				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00613443	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
385				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612961	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
386				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612801	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
387				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612821	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
388				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612849	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
389				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612923	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
390				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612857	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
391				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612881	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
392				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00612935	24.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
393				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00613937	29.11.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
394				ПС 110 кВ АС12	Открытое акционерное общество «ОБЪЕДИНЕННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ»	61-1-22-00623693	28.02.2022	2023	0,3180	1,1900	6-20	0,0318						
395				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00580791	15.06.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
396				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00579531	07.06.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
397				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00580543	02.06.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
398				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00560293	09.03.2021	2022	0,1490	0	0,4	0,0149						
399				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00560657	20.02.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
400				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602423	21.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
401				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00604167	01.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
402				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602295	23.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
403				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602403	23.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
404				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00604441	01.10.2021	2022	0,0060	0	0,4	0,0006						
405				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602563	21.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
406				ПС 110 кВ АС12	Публичное акционерное общество «Мобильные ТелеСистемы»	61-1-21-00563003	17.03.2021	2022	0,0100	0	0,4	0,0010						
407				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00562625	03.03.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
408				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00640967	19.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
409				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00641539	14.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
410				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00638935	05.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
411				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00638869	05.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
412				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00625917	28.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
413				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00625909	28.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
414				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00628545	10.02.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
415				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00628719	10.02.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
416				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00637809	05.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
417				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00601359	20.09.2021	2022	0,0060	0	0,4	0,0006						
418				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602151	20.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
419				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602351	21.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
420				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00601683	15.09.2021	2022	0,0050	0,01	0,4	0,0005						
421				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00604173	27.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
422				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00630355	18.02.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
423				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00630659	24.02.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
424				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00639247	05.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
425				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00641949	18.04.2022	2023	0,0150	0	0,4	0,0015						
426				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00640465	11.04.2022	2022	0,0060	0	0,4	0,0006						
427				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Фоменко Сергей Николаевич	61-1-22-00641929	21.04.2022	2022	0,0140	0	0,4	0,0014						
428				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00641935	27.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
429				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00639613	18.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
430				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00639635	06.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
431				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00639487	05.04.2022	2023	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
432				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602419	20.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
433				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602569	27.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
434				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602473	20.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
435				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00602897	27.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
436				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00603355	21.09.2021	2021	0,0130	0,002	0,4	0,0013						
437				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00625359	31.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
438				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00625279	26.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
439				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00626413	31.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
440				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00625549	01.02.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
441				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00626421	01.02.2022	2022	0,0140	0,001	0,4	0,0014						
442				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00627307	05.02.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
443				ПС 110 кВ АС12	Индивидуальный предприниматель Гуляев Максим Сергеевич	61-1-22-00625531	27.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
444				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00624949	25.01.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
445				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00625071	24.01.2022	2022	0,0100	0,0050	0,4	0,0010						
446				ПС 110 кВ АС12	Общество с ограниченной ответственностью «РостовДорСтрой»	61-1-22-00625403	27.01.2022	2022	0,1500	0	6-20	0,0150						
447				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00561381	25.02.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
448				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00642281	21.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
449				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00600213	07.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
450				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00600785	14.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
451				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00649085	27.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
452				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00648125	25.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
453				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00571271	20.04.2021	2021	0,0080	0	0,4	0,0008						
454				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00573881	28.04.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
455				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00573821	28.04.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
456				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00568703	01.04.2021	2021	0,0140	0	0,4	0,0014						
457				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00617451	09.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
458				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00617839	10.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
459				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00617949	09.12.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
460				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00643235	21.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
461				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00644461	23.04.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
462				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00563667	11.03.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
463				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00564513	22.03.2021	2021	0,0100	0,0050	0,4	0,0010						
464				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00564005	16.03.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
465				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00645705	06.05.2022	2022	0,0060	0	0,4	0,0006						
466				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00646641	24.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
467				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00646853	13.05.2022	2023	0,0150	0	0,4	0,0015						
468				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00647363	17.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
469				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00583931	21.06.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
470				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00584045	24.06.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
471				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00584037	24.06.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
472				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00584289	25.06.2021	2022	0,0140	0	0,4	0,0014						
473				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00633679	09.03.2022	2022	0,0100	0,0050	0,4	0,0010						
474				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00579683	04.06.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
475				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00579449	04.06.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
476				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00578105	26.05.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
477				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00578467	28.05.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
478				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00578487	28.05.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
479				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00578495	28.05.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
480				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00578513	28.05.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
481				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00564929	17.03.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
482				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00564951	17.03.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
483				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00597599	30.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
484				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598405	30.08.2021	2024	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
485				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598379	30.08.2021	2024	0,0150	0	0,4	0,0015						
486				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598637	31.08.2021	2024	0,0150	0	0,4	0,0015						
487				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598665	31.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
488				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00597695	31.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
489				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00597867	14.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
490				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598211	30.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
491				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598821	31.08.2021	2021	0,0060	0	0,4	0,0006						
492				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598121	01.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
493				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598695	02.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
494				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598887	02.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
495				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598023	07.09.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
496				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598525	31.08.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
497				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00599029	02.09.2021	2024	0,0150	0	0,4	0,0015						
498				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00626951	14.02.2022	2023	0,0150	0	0,4	0,0015						
499				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00629755	17.02.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
500				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00629775	17.02.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
501				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00584221	22.06.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
502				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00585961	01.07.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
503				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00585039	30.06.2021	2021	0,0060	0	0,4	0,0006						
504				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00584935	24.06.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
505				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598995	01.09.2021	2024	0,0150	0	0,4	0,0015						
506				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598969	02.09.2021	2024	0,0150	0	0,4	0,0015						
507				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00598269	30.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
508				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00600461	15.09.2021	2024	0,0150	0	0,4	0,0015						
509				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00600495	09.09.2021	2024	0,0150	0	0,4	0,0015						
510				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00599993	07.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
511				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00599899	07.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
512				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00599895	07.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
513				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00599807	07.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
514				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00600023	07.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
515				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00600185	07.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
516				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00600197	07.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
517				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00632853	11.03.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
518				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00595225	16.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
519				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00595213	16.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
520				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00595101	16.08.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
521				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00595167	17.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
522				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00595189	16.08.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
523				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00595127	15.08.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
524				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00595977	21.08.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
525				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00577215	19.05.2021	2021	0,0100	0,005	0,4	0,0010						
526				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00575269	12.05.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
527				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00575287	13.05.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
528				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00575445	12.05.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
529				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00575123	04.05.2021	2021	0,0050	0	0,4	0,0005						
530				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00576353	18.05.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
531				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00647843	16.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
532				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00646729	06.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
533				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00647333	13.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
534				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00646275	05.05.2022	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
535				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-22-00646609	20.05.2022	2023	0,0150	0	0,4	0,0015						
536				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00581415	10.06.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
537				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00582907	21.06.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						
538				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00584895	23.06.2021	2021	0,0150	0	0,4	0,0015						

№ 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 и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, кВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), кВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, кВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
539				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00603453	30.09.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						
540				ПС 110 кВ АС12	Физ. лицо	61-1-21-00604135	05.10.2021	2022	0,0150	0	0,4	0,0015						