

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

ЧЕЛЯБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет.....	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	16
2.1.1 Златоустовско-Миасский энергорайон.....	16
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).....	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	18
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	18
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	18
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	19
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	19
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ.....	19
2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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	27
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы	28
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, реализуемых в энергосистеме Челябинской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	28
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	31
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	32
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	33
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы	36
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	36
4.2	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Челябинской области	38
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	41
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).....	43
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	44
6	Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	45
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	46
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	47
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	48

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных проектов 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.....	54
--------------	--	----

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Макс лето	–	летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной 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 среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
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
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция

ТЭЦ
УНЦ

- теплоэлектроцентраль
- укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Челябинской 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 Челябинской 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, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), 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 Челябинской области на период до 2028 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети;

- перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.

1 Описание энергосистемы

Энергосистема Челябинской области охватывает территорию Челябинской области, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Челябинское РДУ.

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

– филиал ПАО «Россети» - Южно-Уральское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Челябинской области;

– филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Челябинской области.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Челябинской области

Энергосистема Челябинской области связана с энергосистемами:

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

– Республики Башкортостан (Филиал АО «СО ЕЭС» Башкирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 15 шт.;

– Оренбургской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Оренбургское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Курганской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– ЕЭС Республики Казахстан: ВЛ 500 кВ – 2 шт. (1 в габаритах 1150 кВ), ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Челябинской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	1379
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	481
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	404
АО «Михеевский ГОК»	214
ПАО «Фортум»	154

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «Челябинский цинковый завод»	128
ПАО «Ашинский металлургический завод»	113
Более 50 МВт	
АО «Томинский ГОК»	91
ФГУП ПО «Маяк»	89
АО «УралАЗ»	84
ООО «ЧТЗ-Уралтрак»	79
ПАО «Челябинский трубопрокатный завод»	78
ПАО «Комбинат Магnezит»	66
Филиал ПАО «ОГК-2» Троицкая ГРЭС	53
АО «Карабашмедь»	52
Более 10 МВт	
АО «ЗЭМЗ»	50
АО «Златмаш»	45
Филиал АО «Интер РАО-Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС	43
ООО «Агропарк Урал»	42
АО «КМЭЗ»	25
АО «ЭНЕРГОПРОМ-Челябинский электродный завод»	24
Филиал АО «Интер РАО-Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2	22

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области на 01.01.2022 составила 5775,9 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.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	5754,3	24,6	–	–	-3,0	5775,9
ТЭС	5754,3	24,6	–	–	-3,0	5775,9

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 Челябинской области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	35287	35571	35584	35511	36813
Годовой темп прироста, %	0,39	0,80	0,04	-0,21	3,67
Максимум потребления мощности, МВт	5032	5189	5130	5179	5222
Годовой темп прироста, %	-1,58	3,12	-1,14	0,96	0,83
Число часов использования максимума потребления мощности	7013	6855	6936	6857	7050
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм/чч:мм	25.12 09:00	24.01 07:00	05.02 11:00	22.12 16:00	15.01 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-14,7	-24,7	-26,7	-7,8	-17,1

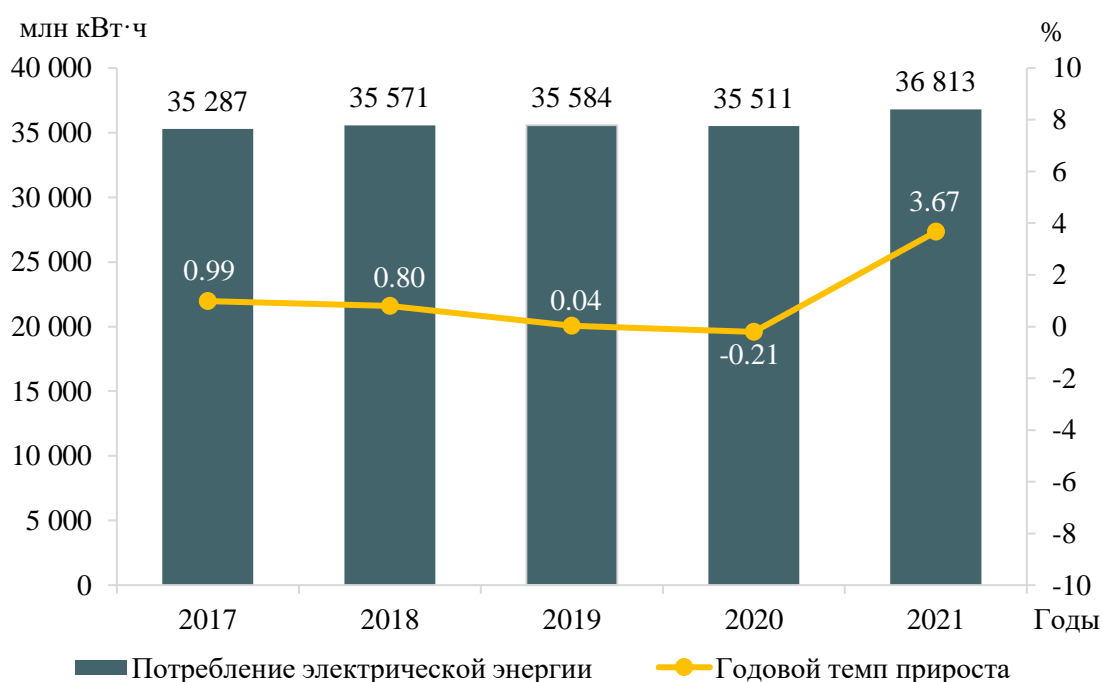


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

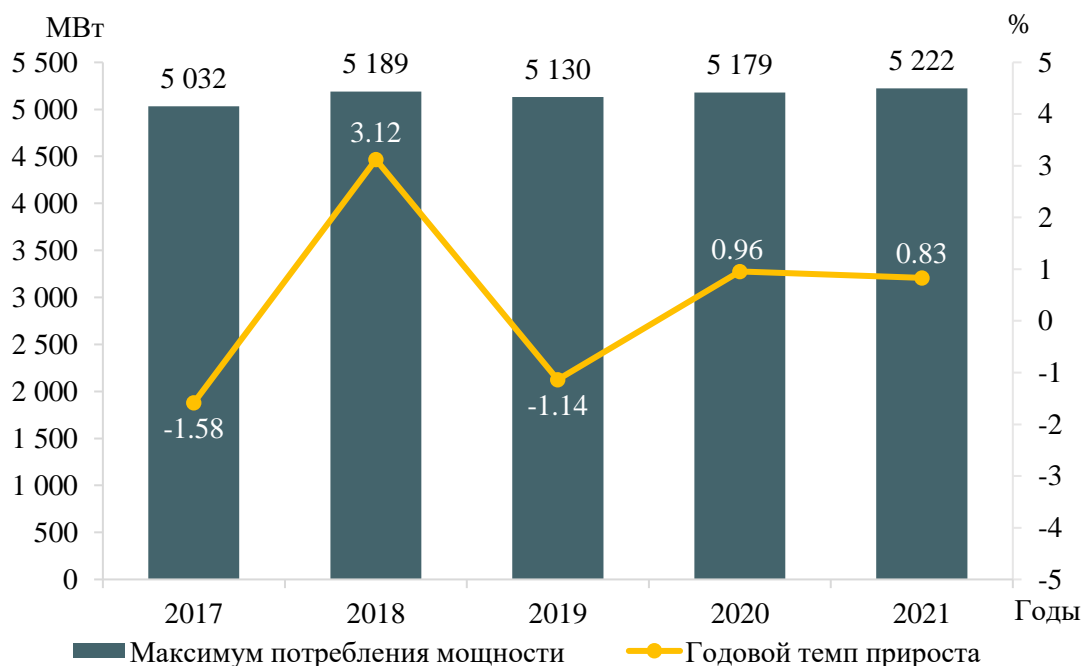


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Челябинской области выросло на 1663 млн кВт·ч и составило в 2021 году 36813 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,93 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,67 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -0,21 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области вырос на 109 МВт и составил 5222 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,42 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности составил 3,12 % в 2018 году, что обусловлено низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2017 году и составило -1,58 % в, что было обусловлено теплой зимой.

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

- увеличением потребления предприятиями в сфере добычи полезных ископаемых, в том числе на АО «Михеевский ГОК» и вводом АО «Томинский ГОК»;
- увеличением потребления в металлургическом производстве, в том числе на ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- ростом потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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 в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Челябинской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Челябинской 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	220 кВ	ВЛ 220 кВ Карталы-220 – Михеевский ГОК. Выполнение заходов ВЛ 220 кВ Карталы-220 – Михеевский ГОК на ПС 220 кВ Обогажительная с образованием ВЛ 220 кВ Карталы-220 – Обогажительная и ВЛ 220 кВ Обогажительная – Михеевский ГОК	АО «Михеевский ГОК»	2017	1,5 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ РЭД от ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная	ООО «Энерго-техсервис»	2018	0,07 км
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ ПС 68 – ПС 65 I цепь. Выполнение заходов ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 I цепь на ПС 68 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I цепь и ВЛ 110 кВ ПС 68 – ПС 65 I цепь	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2018	2,8 км
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ ПС 68 – ПС 65 II цепь. Выполнение заходов ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 II цепь на ПС 68 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 II цепь и ВЛ 110 кВ ПС 68 – ПС 65 II цепь	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2018	2,8 км
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I цепь. Выполнение заходов ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 I цепь на ПС 68 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 I цепь и ВЛ 110 кВ ПС 68 – ПС 65 I цепь	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2018	0,9 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 II цепь. Выполнение заходов ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 65 II цепь на ПС 68 с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ ПС 90 – ПС 68 II цепь и ВЛ 110 кВ ПС 68 – ПС 65 II цепь	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2018	0,9 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
7	110 кВ	КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11. Строительство нового участка на ПС 110 кВ 11 от КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 с отпайкой на ПС 11, разрезание ЛЭП и образование двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11 и КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	2018	–
8	110 кВ	КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11. Строительство нового участка на ПС 110 кВ 11 от КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 60 с отпайкой на ПС 11, разрезание ЛЭП и образование двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ МЦЭС – ПС 11 и КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	2018	0,85 км
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайка I цепь с отпайками. Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Томинский ГОК от опоры № 36 отпайки на ПС 110 кВ Томино от ВЛ 110 кВ Луговая – Первомайка I цепь с отпайками	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	2019	3,81 км
10	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Периклаз от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка I цепь с отпайками	ПАО «Комбинат Магnezит»	2019	1,04 км
11	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Периклаз от ВЛ 110 кВ Приваловская – Сатка II цепь с отпайками	ПАО «Комбинат Магnezит»	2019	1,04 км
12	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I цепь	Филиал ПАО «Россети» – Южно-Уральское ПМЭС	2019	9,97 км
13	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс II цепь	Филиал ПАО «Россети» – Южно-Уральское ПМЭС	2019	9,97 км
14	220 кВ	ВЛ 220 кВ Шагол – Медная с отпайкой на ПС Исаково. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Шагол – Медная с отпайкой на ПС Исаково и ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная	АО «Томинский ГОК»	2020	3,229 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
15	220 кВ	ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково на ПС 220 кВ Медная с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Шагол – Медная с отпайкой на ПС Исаково и ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная	АО «Томинский ГОК»	2020	3,148 км
16	110 кВ	ВЛ 110 кВ Новый Курасан – Узельга. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками на ПС 110 кВ Новый Курасан с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ ПС 60 – Новый Курасан с отпайками и ВЛ 110 кВ Новый Курасан – Узельга.	АО «Южуралзолото Группа Компаний»	2021	29,09 км
17	110 кВ	ВЛ 110 кВ ПС 60 – Новый Курасан с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ ПС 60 – Узельга с отпайками на ПС 110 кВ Новый Курасан с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ ПС 60 – Новый Курасан с отпайками и ВЛ 110 кВ Новый Курасан – Узельга.	АО «Южуралзолото Группа Компаний»	2021	29,09 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	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Обогагительная	АО «Михеевский ГОК»	2017	2×80 МВА
2	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ 11	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2018	80 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ 68	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2018	2×80 МВА
4	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ 98	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2018	32 МВА
5	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ РЭД	ООО «Энерготехсервис»	2018	25 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Станкозаводская	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	2018	10 МВА
7	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Михеевский ГОК	АО «Михеевский ГОК»	2018	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	110 кВ	Установка трансформатора на Магнитогорской ЦЭС	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2019	80 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ 87	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2019	63 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Агрокомплекс	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	2019	2×63 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Верхнеуральская	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	2019	16 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Периклаз	ПАО «Комбинат Магnezит»	2019	2×40 МВА
13	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Томино	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	2019	6,3 МВА
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Томинский ГОК	АО «Томинский ГОК»	2019	25 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ЗСО	ООО «Энерготех-сервис»	2020	40 МВА
16	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Медная	Филиал ПАО «Россети» – Южно-Уральское ПМЭС	2020	2×100 МВА
17	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Заречная	Филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	2021	25 МВА
18	110 кВ	Установка БСК и трансформаторов на ПС 110 кВ Новый Курасан	АО «Южуралзолото Группа Компаний»	2021	2×20 Мвар 2×16 МВА
19	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ 86	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	2021	100 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 Челябинской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО относятся:

– Златоустовско-Миасский энергорайон.

2.1.1 Златоустовско-Миасский энергорайон

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Златоустовско-Миасском энергорайоне.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций Златоустовско-Миасского энергорайона

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В летнем режиме максимальных нагрузок при ТНВ 19°C в случае аварийного отключения ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская в ремонтной схеме ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная превышает ДДТН на величину до 19 %, ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 35 %, ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная превышает ДДТН на величину до 28 %, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная превышает ДДТН на величину до 2 %, ВЛ 110 кВ Кисегач-г – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 4 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 91 МВт</p>	<p>Двойная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 мин после нормативного возмущения превышения ДДТН, напряжение выше МДН в двойной ремонтной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная составляет 561 А (119 % от ДДТН) <i>Допустимые параметры:</i> 473 А (ошиновка на ПС 110 кВ Тургояк).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная составляет 726 А (135 % от ДДТН) <i>Допустимые параметры:</i> 536 А (ошиновка на ПС 220 кВ Чебаркуль).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная составляет 697 А (128 % от ДДТН) <i>Допустимые параметры:</i> 546 А (провод ЛЭП, ошиновка ПС 110 кВ Миасс, ошиновка ПС 110 кВ Курортная).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Таганай – Горная составляет 555 А (102 % от ДДТН) <i>Допустимые параметры:</i> 546 А (провод ЛЭП, ошиновка ПС 110 кВ Таганай).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кисегач-г – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная составляет 555 А (104 % от ДДТН) <i>Допустимые параметры:</i> 536 А (провод ЛЭП, ошиновка ПС 220 кВ Чебаркуль)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА. Строительство ЛЭП 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км.</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Нет</p>

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

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), отсутствуют.

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

Предложения от сетевых организаций Челябинской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

ОАО «МРСК Урала» были представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

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

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 ПС 110 кВ Есаулка.

Мощность трансформаторов 110 кВ на ПС 110 кВ Есаулка составляет 2×10 МВА. На ПС 110 кВ Есаулка установлено два силовых трансформатора: Т1 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1965 года выпуска, срок эксплуатации – 57 лет) и Т2 типа ТДТН-10000/110/35/10 (1980 года выпуска, срок эксплуатации – 42 года), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т1 и Т2 ПС 110 кВ Есаулка при различных температурах окружающей среды в соответствии с Требованиями, утвержденными Приказом Минэнерго России № 81 [1], пп. 8, 9, представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т1 и Т2 ПС 110 кВ Есаулка

Наименование трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
Т1	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
Т2	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Максимальная загрузка ПС 110 кВ Есаулка в дни зимних контрольных замеров за последние 5 лет представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка за последние 5 лет

Параметр	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Максимальная нагрузка Т1 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	6,98	6,98	6,98	6,98	10,28
Максимальная нагрузка Т2 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	8,41	8,41	8,41	8,41	10,42
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	15,40	15,40	15,40	15,40	20,70
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о. е.	1,54	1,54	1,54	1,54	2,07
ТНВ в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, °С	-14,2	-12,3	-7,6	-10,3	-3,8
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при ТНВ в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о. е.	1,2	1,2	1,188	1,2	1,169

Параметр	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при ТНВ в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	12	12	11,88	12	11,69

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка зафиксирована в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года при ТНВ -3,8 °С.

При аварийном отключении трансформатора Т1 (Т2) ПС 110 кВ Есаулка в отчетном 2021 году (с учетом максимальной нагрузки за последние 5 лет) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 20,7 МВА/2,07 о. е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ -3,8 °С, равную 11,69 МВА/1,169 о. е. Данная нагрузка недопустима.

Схема оперативного обслуживания на ПС 110 кВ Есаулка – без постоянного оперативного персонала. Время приезда оперативно-выездной бригады (ОВБ) на ПС 110 кВ Есаулка составляет 45 минут. Для ликвидации превышения допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) в допустимое время на ПС 110 кВ Есаулка необходимо по факту приезда бригады ОВБ отключить нагрузку потребителей в объеме 9,01 МВА (8,36 МВт) (20,70 МВА - 11,69 МВА = 9,01 МВА (8,36 МВт)), для предотвращения повреждения трансформатора и снижения его загрузки до 117 %. На ПС 110 кВ Есаулка возможен перевод части нагрузки на другие центры питания по электрической сети 10 кВ и по электрической сети 35 кВ. Суммарный объем переводимой нагрузки составляет 1 МВА. Время перевода нагрузки составляет около четырех часов. Объем отключенной нагрузки составит 8,01 МВА.

Для исключения перегрузки трансформатора свыше допустимой при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Есаулка необходима замена трансформаторов Т1, Т2 мощностью 2×10 МВА на трансформаторы большей мощности. Обоснование выбора мощности трансформаторов представлено ниже.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Есаулка по заключённым договорам на технологическое присоединение составляет 9,56 МВт (10,33 МВА). Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей (МВА) определялась на основании величины заявленной максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности ($tg\varphi$), указанных в технических условиях на технологическое присоединение к электрическим сетям. В указанном объеме вновь присоединяемой нагрузки к ПС 110 кВ Есаулка также учтены планируемые технологические присоединения по заключённым договорам на технологическое присоединение к ПС 35 кВ Долгая и ПС 35 кВ Муслимово в объёме 2,308 МВт (2,48 МВА), получающие питание от ПС 110 кВ Есаулка по сети 35 кВ. С учетом принятых коэффициентов набора расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 1,3 МВА.

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключёнными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Есаулка представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Есаулка

Параметр	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимальная нагрузка, МВА	20,70	20,70	20,70	20,70	20,70	20,70	20,70
Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА	7,26	3,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств менее 670 кВт с учетом коэффициентов набора, МВА	0,73	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств 670 кВт и выше с учетом коэффициентов набора, МВА	0,00	0,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, МВА	0,73	0,58	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА	21,43	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00	22,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о. е.	2,14	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20
Объем нагрузки, переводимой на другие центры питания, МВА	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА	20,43	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о. е.	2,04	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10	2,10

Максимальная нагрузка на 2023 год с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 22,0 МВА. При аварийном отключении трансформатора Т1 (Т2) ПС 110 кВ Есаулка с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 22,0 МВА /2,2 о. е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ $-3,8^{\circ}\text{C}$, равную 11,69 МВА/1,169 о. е. С учетом данных о возможном переводе нагрузки в объеме 1,0 МВА, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Есаулка может составить до 21,0 МВА/2,1 о. е., что также превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ $-3,8^{\circ}\text{C}$, равную 11,69 МВА/1,169 о. е. Данная нагрузка недопустима.

С учетом ожидаемой максимальной нагрузки ПС 110 кВ Есаулка в зимний период при ТНВ $-3,8^{\circ}\text{C}$ величиной 22,0 МВА (с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение и данных о возможном переводе нагрузки), установки трансформаторов мощностью по 25 МВА каждый будет достаточно.

Учитывая вышеизложенное, для исключения перегрузки трансформаторов свыше допустимой при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Есаулка необходима замена трансформаторов Т1, Т2 мощностью 2×10 МВА на трансформаторы мощностью 2×25 МВА.

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

Организация, ответственная за реализацию проекта – филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

ПС 110 кВ Паклинская.

Мощность трансформаторов 110 кВ на ПС 110 кВ Паклинская составляет 2×25 МВА. На ПС 110 кВ Паклинская установлено два силовых трансформатора: Т1 типа ТРДН-25000/110/10 (1981 года выпуска, срок эксплуатации – 41 год) и Т2 типа ТРДН-25000/110/10 (1982 года выпуска, срок эксплуатации – 40 лет), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т1 и Т2 ПС 110 кВ Паклинская при различных температурах окружающей среды в соответствии с Требованиями, утвержденными Приказом Минэнерго России № 81 [1], пп. 8, 9, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т1 и Т2 ПС 110 кВ Паклинская

Наименование трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
Т1	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
Т2	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в дни зимних контрольных замеров за последние 5 лет представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская за последние 5 лет

Параметр	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Максимальная нагрузка Т1 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	11,48	14,47	10,27	15,42	19,56
Максимальная нагрузка Т2 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	6,92	8,57	8,01	10,28	9,93
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	18,40	23,04	18,28	25,70	29,49
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о. е.	0,74	0,92	0,73	1,03	1,18
ТНВ в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, °С	-14,2	-12,3	-7,6	-10,3	-3,8
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при ТНВ в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о. е.	1,2	1,2	1,188	1,2	1,169
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при ТНВ в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	30	30	29,7	30	29,225

Нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года была зафиксирована величиной 35,5 МВА с учетом перевода нагрузки с ПС 110 кВ Шершневецкая на ПС 110 кВ Паклинская в объеме 5,9 МВт (6,01 МВА). С учетом восстановления нормальной схемы, нагрузка ПС 110 кВ Паклинская в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года составила бы 29,49 МВА.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская зафиксирована в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2021 года при ТНВ -3,8 °С.

При аварийном отключении трансформатора Т1 (Т2) ПС 110 кВ Паклинская в отчетном 2021 году (с учетом максимальной нагрузки за последние 5 лет) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 29,49 МВА/1,18 о. е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ -3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о. е. Данная нагрузка недопустима.

На ПС 110 кВ Паклинская возможен перевод части нагрузки на другие центры питания по электрической сети 10 кВ. Суммарный объем переводимой нагрузки составляет 1,6 МВА.

С учетом данного перевода нагрузки, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 27,89 МВА/1,115 о. е., что не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ -3,8 °С, равную 29,225 МВА/1,169 о. е.

Выполнение мероприятий на ПС 110 кВ Паклинская по итогам 2021 года не требуется.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Паклинская по заключенным договорам на технологическое присоединение, находящимся на исполнении, на сегодняшний день составляет 14,96 МВт (16,11 МВА). Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей (МВА) определялась на основании величины заявленной максимальной/увеличения максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности ($tg\phi$), указанных в технических условиях на технологическое присоединение к электрическим сетям. С учетом принятых коэффициентов набора расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 5,89 МВА.

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Паклинская представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Паклинская

Параметр	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимальная нагрузка, МВА	29,49	29,49	29,49	29,49	29,49	29,49	29,49
Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА	1,82	14,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств менее 670 кВт с учетом коэффициентов набора, МВА	0,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств 670 кВт и выше с учетом коэффициентов набора, МВА	0,00	5,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, МВА	0,18	5,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА	29,67	35,39	35,39	35,39	35,39	35,39	35,39

Параметр	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о. е.	1,19	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	1,42
Объем нагрузки, переводимой на другие центры питания, МВА	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА	28,07	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79	33,79
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о. е.	1,12	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35

Максимальная нагрузка на 2023 год с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 35,39 МВА. При аварийном отключении трансформатора Т1 (Т2) ПС 110 кВ Паклинская с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 35,39 МВА /1,42 о. е., что превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ $-3,8^{\circ}\text{C}$, равную 29,225 МВА/1,169 о. е. С учетом данных о возможном переводе нагрузки в объеме 1,6 МВА, нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Паклинская может составить до 33,79 МВА/1,31 о. е., что также превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ $-3,8^{\circ}\text{C}$, равную 29,225 МВА/1,169 о. е.

Мероприятием для исключения перегрузки трансформатора свыше допустимой при единичном отключении в нормальной схеме и повреждения трансформаторов с учётом перспективного роста нагрузки (в соответствии с заключёнными договорами на технологическое присоединение) на ПС 110 кВ Паклинская является замена трансформаторов Т1, Т2 мощностью 2×25 МВА на трансформаторы большей мощности.

С учетом ожидаемой максимальной нагрузки ПС 110 кВ Паклинская в зимний период при ТНВ $-3,8^{\circ}\text{C}$ величиной 33,79 МВА (с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение и данных о возможном переводе нагрузки), установки трансформаторов мощностью по 40 МВА каждый будет достаточно.

Филиалом ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго» предложено осуществить перемещение трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с установкой трансформаторов 2×40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская, 2×25 МВА на ПС 110 кВ Массивная.

Оценка достаточности установки трансформаторов 2×25 МВА на ПС 110 кВ Массивная приведена ниже.

Мощность трансформаторов 110 кВ на ПС 110 кВ Массивная составляет 2×40 МВА. На ПС 110 кВ Массивная установлено два силовых трансформатора: Т1 типа ТРДН-40000/110/10 (2008 года выпуска, срок эксплуатации – 14 лет) и Т2 типа ТРДН-40000/110/10 (2008 года выпуска, срок эксплуатации – 14 лет), тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т1 и Т2 ПС 110 кВ Массивная при различных температурах

окружающей среды в соответствии с Требованиями, утвержденными Приказом Минэнерго России № 81 [1], пп. 8, 9, представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Коэффициенты допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) Т1 и Т2 ПС 110 кВ Массивная

Наименование трансформатора	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
T1	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
T2	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная в дни зимних контрольных замеров за последние 5 лет представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная за последние 5 лет

Параметр	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Максимальная нагрузка Т1 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	2,30	1,20	1,60	1,53	2,04
Максимальная нагрузка Т2 в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	1,81	1,30	1,92	1,94	2,04
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	4,11	2,50	3,53	3,47	4,08
Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о. е.	0,10	0,06	0,09	0,09	0,10
ТНВ в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, °С	-14,2	-12,3	-7,6	-10,3	-3,8
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при ТНВ в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, о. е.	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Допустимая длительная перегрузка (без ограничения длительности) при ТНВ в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, МВА	50	50	50	50	50

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Массивная зафиксирована в день зимнего контрольного измерения потокораспределения 2017 года при ТНВ -14,2 °С.

При аварийном отключении трансформатора Т1 (Т2) ПС 110 кВ Массивная в отчетном 2021 году (с учетом максимальной нагрузки за последние 5 лет) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Массивная может составить до 4,11 МВА/0,1 о. е., что не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ -14,2 °С, равную 50,0 МВА/1,25 о. е. Данная нагрузка допустима.

На ПС 110 кВ Массивная возможен перевод нагрузки на другие центры питания по электрической сети 10 кВ. Суммарный возможный объем переводимой нагрузки составляет 7,6 МВА (на ПС 110 кВ Спортивная), что превышает максимальную нагрузку подстанции.

Выполнение мероприятий на ПС 110 кВ Массивная по итогам 2021 года не требуется.

Вновь присоединяемая нагрузка к ПС 110 кВ Массивная по заключенным договорам на технологическое присоединение, составляет 14,38 МВт (15,48 МВА). Величина полной мощности присоединяемой нагрузки потребителей (МВА) определялась на основании величины заявленной максимальной/увеличения

максимальной мощности (МВт) и соотношения потребления активной и реактивной мощности ($tg\varphi$), указанных в технических условиях на технологическое присоединение к электрическим сетям. С учетом принятых коэффициентов набора расчетное увеличение нагрузки подстанции ожидается в объеме 5,35 МВА.

Распределение планируемой к присоединению нагрузки по годам (в соответствии с заключенными договорами об осуществлении технологического присоединения), а также прогнозируемая нагрузка ПС 110 кВ Массивная представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Массивная

Параметр	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимальная нагрузка, МВА	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Прирост нагрузки по ТУ на ТП, МВА	15,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств менее 670 кВт с учетом коэффициентов набора, МВА	0,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП энергопринимающих устройств 670 кВт и выше с учетом коэффициентов набора, МВА	0,00	5,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициентов набора, МВА	0,28	5,07	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, МВА	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47	9,47
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП, о. е.	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Объем нагрузки, переводимой на другие центры питания, МВА	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, МВА	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87
Прогнозируемая максимальная нагрузка с учетом реализации ТУ на ТП и с учетом перевода нагрузки, о. е.	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Максимальная нагрузка на 2023 год с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение может составить до 9,47 МВА. При аварийном отключении трансформатора Т1 (Т2) ПС 110 кВ Массивная с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Массивная может составить до 9,47 МВА/0,24 о. е., что не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ -14,2 °С, равную 50,0 МВА/1,25 о. е. С учетом данных о возможном переводе нагрузки в объеме 7,6 МВА, загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 (Т1) ПС 110 кВ Массивная может составить до 1,87 МВА/0,05 о. е., что также не превышает величину допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ -14,2 °С, равную 50,0 МВА/1,25 о. е.

С учетом ожидаемой максимальной нагрузки ПС 110 кВ Массивная в зимний период при ТНВ -14,2 °С величиной 1,87 МВА (с учетом исполнения действующих договоров на технологическое присоединение и данных о возможном переводе

нагрузки), выполнение мероприятий на ПС 110 кВ Массивная в период до 2028 года не требуется.

С учетом рассматриваемого перемещения на ПС 110 кВ Массивная трансформаторов мощностью 2×25 МВА с ПС 110 кВ Паклинская (величина допустимой длительной перегрузки (без ограничения длительности) при ТНВ -14,2 °С, равна 30,0 МВА/1,2 о. е.), установки трансформаторов мощностью 2×25 МВА на ПС 110 кВ Массивная будет достаточно. Таким образом, замена трансформаторов 2×40 МВА на ПС 110 кВ Массивная на трансформаторы 2×25 МВА с ПС 110 кВ Паклинская в перспективный период не приводит к перегрузке рекомендуемых к установке трансформаторов 2×25 МВА на ПС 110 кВ Массивная.

Учитывая вышеизложенное, рекомендуется осуществить перемещение трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с установкой трансформаторов 2×40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская, 2×25 МВА на ПС 110 кВ Массивная.

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

Организация, ответственная за реализацию проекта – филиал ОАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго».

2.3.3 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных проектов 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 проектов 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 [2] 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 Челябинской области и учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности

В энергосистеме Челябинской области до 2028 года в соответствии с реестром инвестиционных проектов планируется ввод новых производственных мощностей основных потребителей. В таблице 16 приведены данные о планируемых к вводу мощностей основных потребителей, которые учтены в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Челябинской области.

Таблица 16 – 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 50 МВт							
1	ПАО «ММК» (ПС 110 кВ 11)	ПАО «ММК»	9,1	58,9	110	2023	ПС 220 кВ 60, Магнитогорская ЦЭС
2	ПАО «Ашинский металлургический завод» (ПС 110 кВ ГПП-3)	ПАО «Ашинский металлургический завод»	0,0	55,0	110	2024	ПС 220 кВ АМЕТ
Более 10 МВт							
3	ПАО «ММК». Комплекс установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха	ПАО «ММК»	0,0	39,0 (I этап: 0,4, II этап 38,6)	35	I этап 2023, II этап 2024	Магнитогорская ТЭЦ
4	ПАО «ММК». Доменная печь № 11	ПАО «ММК»	0,0	38,5	110	2024	ПС 110 кВ 96, Магнитогорская ЦЭС
5	ООО «Троицкий металлургический завод» (ПС 110 кВ Дизельная)	ООО «ТМЗ»	15,0	35,0	110	2024	Троицкая ГРЭС
6	Увеличение мощности завода (ПС 220 кВ Цинковая-220)	АО «ЧЦЗ»	115,0	25,0	220	2023	ПС 500 кВ Шагол, ПС 220 кВ Новометаллургическая
7	ПАО «ММК». Цех комплекса установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха	ПАО «ММК»	0,0	24,0 (I этап: 0,4, II этап 23,6)	110	I этап 2023, II этап 2024	ПС 110 кВ 64
8	ПАО «ММК». Коксовая батарея №12 КХП (ПС 110 кВ 15)	ПАО «ММК»	0,0	20,3	110	2023	ПС 220 кВ 60, ПС 110 кВ 11

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	ООО «Муллит» (ПС 220 кВ Муллит)	ООО «Муллит»	0,0	20,0	220	2023	ПС 220 кВ Новометаллургическая, ПС 220 кВ ЧФЗ
10	ООО «СТИЛ АРМОР» (ПС 110 кВ Литейная)	ООО «СТИЛ АРМОР»	0,0	20,0	110	2023	ПС 110 кВ Карабаш, ПС 110 кВ Кыштым
11	ОАО «Магнитогорский цементно-огнеупорный завод» (ПС 35 кВ 52)	ОАО «МЦОЗ»	6,0	20,0	35	2023	ПС 110 кВ 36
12	ООО «Территория Притяжения» (ПС 110 кВ Захаровская)	ООО «Территория Притяжения»	0,0	20,0	110	2023	ПС 500 кВ Смеловская, ПС 110 кВ 99
13	ООО «Территория Притяжения» (ПС 110 кВ Захаровская)	ООО «Территория Притяжения»	20,0	16,0	110	2025	ПС 500 кВ Смеловская, ПС 110 кВ 99
14	ФГУП «ПО «МАЯК», проектный офис «Новый источник»	ФГУП «ПО «МАЯК», проектный офис «Новый источник»	0,0	19,5	110	2027	ПС 110 кВ Болото-5, ПС 110 кВ Болото-6, ПС 110 кВ Болото-9
15	Хозяйственное партнерство «Конгресс Холл» (ПС 110 кВ Массивная)	Хозяйственное партнерство «Конгресс Холл»	0,0	10,6 (I этап: 3,3; II этап: 7,3)	110	I этап: 2023, II этап: 2024	ПС 110 кВ Массивная
16	ООО «Уральская мясная компания» (ПС 110 кВ Уралбройлер)	ООО «Уральская мясная компания»	6,9	8,9	110	2023	ПС 110 кВ Уралбройлер

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области за период 2023–2028 годов, представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	37014	38951	39283	39466	39452	39734
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1937	332	183	-14	282
Годовой темп прироста, %	–	5,23	0,85	0,47	-0,04	0,71

Потребление электрической энергии по энергосистеме Челябинской области прогнозируется на уровне 39734 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,10 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 1937 млн кВт·ч или 5,23 %, наименьшее снижение ожидается в 2027 году и составит -14 млн кВт·ч или -0,04 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенные в таблице 16.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.

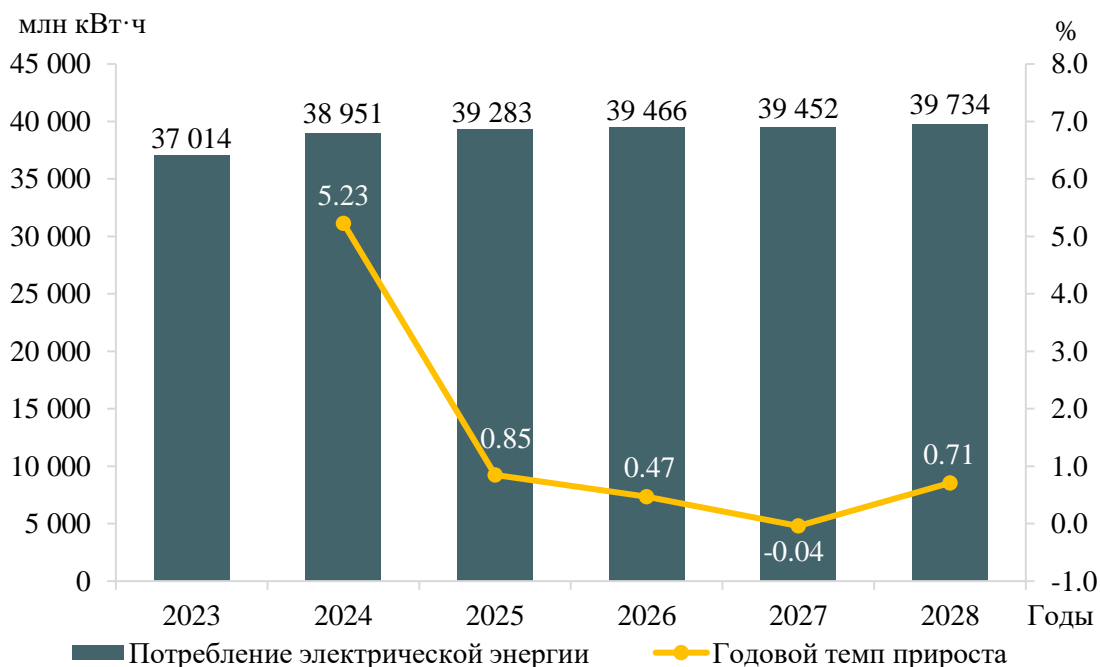


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии в энергосистеме Челябинской области обусловлена следующими основными факторами:

- развитием действующих предприятий обрабатывающей промышленности, наибольший прирост ожидается в металлургическом производстве;
- значительным увеличением потребления на действующем предприятии по добыче полезных ископаемых АО «Томинский ГОК»;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области за период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	5377	5689	5664	5632	5625	5651
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	312	-25	-32	-7	26
Годовой темп прироста, %	–	5,80	-0,44	-0,56	-0,12	0,46
Число часов использования максимума потребления мощности	6884	6847	6936	7007	7014	7031

Максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области к 2028 году прогнозируется на уровне 5651 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,13 %. Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 312 МВт или 5,80 %, что обусловлено увеличением потребления металлургическими предприятиями области. Несколько лет прогнозного периода максимум энергосистемы будет снижаться и в 2026 году достигнет значения 5632 МВт или -0,56 %. Как следствие снижения максимума в течение трех лет в 2028 году прогнозный максимум энергосистемы будет ниже значения 2024 года на 38 МВт.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 7031 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

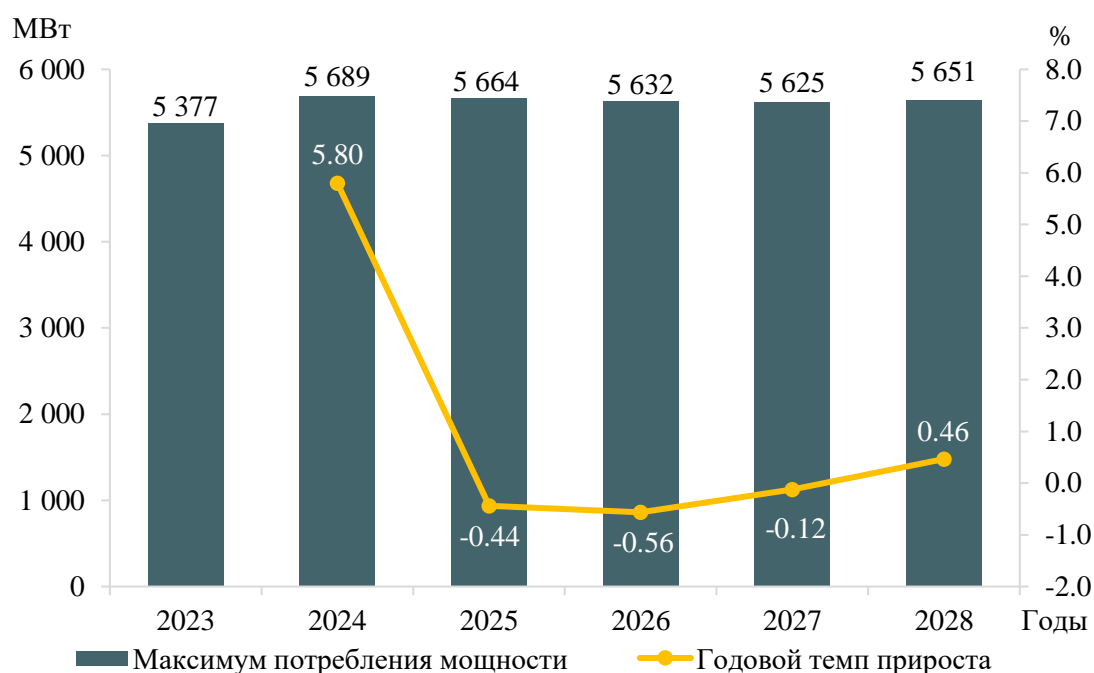


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области в 2023–2028 годах составляют 797 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Челябинской области представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Челябинской области	50,0	–	–	–	–	747,0	797,0
ТЭС	50,0	–	–	–	–	747,0	797,0

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 250,9 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Челябинской области в период 2023–2028 годов представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Челябинской области	241,2	–	–	26,9	–	–	268,1
ТЭС	241,2	–	–	26,9	–	–	268,1

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области в 2028 году составит 5098,5 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Челябинской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 21. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Челябинской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5.

Таблица 21 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Челябинской области	5818,6	5818,6	5818,6	5845,5	5845,5	5098,5
ТЭС	5818,6	5818,6	5818,6	5845,5	5845,5	5098,5

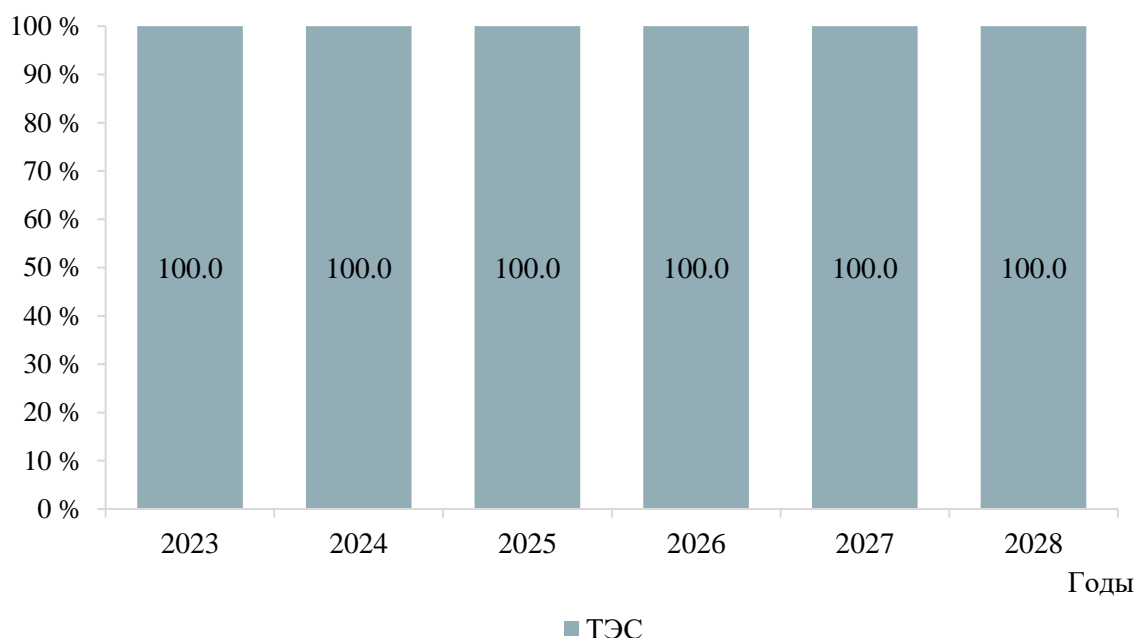


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Челябинской 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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная сетевая организация	Высший класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основание для выполнения мероприятия
1	Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	200	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство ЛЭП 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	ПАО «Россети»	220	км	110	–	–	–	–	–	110	

4.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Челябинской области

В таблице 23 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Челябинской области.

Таблица 23 – Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 Челябинской области

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 220 кВ Муллит с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Муллит»	220	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Муллит»)	ООО «Муллит»	–	20
2	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 2,5 км	ООО «Муллит»	220	км	2×2,5	–	–	–	–	–	5,0				
3	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Ашинский металлургический завод»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Ашинский металлургический завод»)	ПАО «Ашинский металлургический завод»	–	55
4	Строительство двух КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 1, 2 цепь	ПАО «Ашинский металлургический завод»	110	км	–	2,61 2,74	–	–	–	–	5,35				
5	Реконструкция ПС 110 кВ 36 с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ОАО «МЦОЗ»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «МЦОЗ»)	ОАО «МЦОЗ»	6	20
6	Строительство ПС 110 кВ 15 с двумя трансформаторами мощностью 40 МВА каждый	ПАО «ММК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (комплекс коксовой батареи № 12 КХП ПАО «ММК»)	Комплекс коксовой батареи № 12 КХП ПАО «ММК»	–	20,3
7	Строительство двух одноцепных заходов КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 на ПС 110 кВ 15	ПАО «ММК»	110	км	1,2 8,85	–	–	–	–	–	10,05				
8	Реконструкция ПС 110 кВ Дизельная (строительство КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2) С 110 кВ – РКО-15 1 (2) цепь)	ООО «Троицкий металлургический завод»	110	км	–	2×0,87	–	–	–	–	1,74	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Троицкий металлургический завод»)	ООО «Троицкий металлургический завод»	15	35
9	Строительство ПС 110 кВ Литейная с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «СТИЛ АРМОР»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «СТИЛ АРМОР»)	ООО «СТИЛ АРМОР»	–	20
10	Строительство одноцепного участка отпайки от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым (участок ЛЭП 110 кВ в границах земельного участка ООО «СТИЛ АРМОР» до ПС 110 кВ Литейная)	ООО «СТИЛ АРМОР»	110	км	0,02	–	–	–	–	–	0,02				
11	Строительство одноцепного участка ЛЭП 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым с отпайками до границы земельного участка ООО «СТИЛ АРМОР»	ОАО «МРСК Урала»	110	км	0,06	–	–	–	–	–	0,06				

№ п/п	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
12	Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина»)	Федеральное государственное унитарное предприятие «Российский Федеральный Ядерный Центр – Всероссийский научно-исследовательский институт технической физики имени академика Е.И. Забабахина»	–	10
13	Реконструкция Магнитогорской ТЭЦ с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 60 МВА на один трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА	ПАО «ММК»	110	МВА	1×80	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (комплекс установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха ПАО «ММК»)	ПАО «ММК»	–	0,4
14	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	1×60	–	–	–	–	60		ПАО «ММК»	0,4	38,6
15	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	1×50	–	–	–	–	50		ПАО «ММК»	0,4	23,6
16	Реконструкция ПС 110 кВ 96 с установкой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «ММК»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителей (комплекс новой доменной печи № 11 доменного цеха ПАО «ММК»)	ПАО «ММК»	–	38,5
17	Реконструкция ПС 110 кВ 96 со строительством ошиновки 110 кВ протяженностью 2×0,05 километра	ПАО «ММК»	110	км	–	2×0,05	–	–	–	–	0,1				
18	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 95 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	1×95	–	–	–	–	95				
19	Строительство ПС 110 кВ Захаровская с двумя трансформаторами мощностью 32 МВА каждый	АО «Горэлектросеть»	110	МВА	2×32	–	–	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Территория Притяжение»)	ООО «Территория Притяжение»	–	20+16
20	Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Смеловская – ПС 99 на ПС 110 кВ Захаровская ориентировочной протяженностью 0,396 км	АО «Горэлектросеть»	110	км	2×0,396	–	–	–	–	–	0,786				
21	Реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль с установкой второго трансформатора мощностью 16 МВА, изменением схемы РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кременкуль с приведением к схеме №5Н-Мостик с выключателем в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий, реконструкцией заходов ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 3,8 км	ОАО «МРСК Урала»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО Специализированный застройщик «СК ИКАР»)	ООО Специализированный застройщик «СК ИКАР»	–	0,149
22		ОАО «МРСК Урала»	110	км	2×3,8	–	–	–	–	–	7,6				

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 [2] 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 24.

Таблица 24 – 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 проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение проекта
1	Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей
2	Реконструкция ПС 110 кВ Паклинская, ПС 110 кВ Массивная с перемещением Т1 110/10 кВ, Т2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Паклинская на ПС 110 кВ Массивная и Т1 110/10 кВ, Т2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый с ПС 110 кВ Массивная на ПС 110 кВ Паклинская	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	110	МВА	х	–	–	–	–	–	х	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей

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)

Обоснованные предложения 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), отсутствуют.

5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети

Проведение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети на территории Челябинской области не требуется.

6 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрической сети Челябинской 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 проектов, представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании:

1) итогового проекта инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ОАО «МРСК Урала» на 2021–2025 годы. Материалы размещены 18.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 26@ инвестиционной программы ОАО «МРСК Урала» на 2023 – 2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ОАО «МРСК Урала», утвержденную приказом Минэнерго России от 23.12.2020 № 20@;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях по годам 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 Челябинской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Челябинской 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 проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Челябинской области оценивается в 2028 году в объеме 39734 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,10 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области к 2028 году увеличится и составит 5651 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,13 %.

Наибольший годовой прирост мощности и потребления электрической энергии в энергосистеме Челябинской области прогнозируется в 2024 году, что обусловлено увеличением потребления металлургическими предприятиями.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Челябинской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6847–7031 час/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области в 2023–2028 годах составляют 797 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 250,9 МВт на ТЭС.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области в 2028 году составит 5098,5 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 140,61 км, трансформаторной мощности 981 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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).

2. 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).

3. 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 Челябинской области													
Троицкая ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Мазут, уголь экибастузский									
		1	T-85-90-2,5		85	0	0	0	0	0	0	0	Вывод из эксплуатации 02.11.2022
		3	T-85-90-2,5		85	0	0	0	0	0	0	0	Вывод из эксплуатации 02.11.2022
		10	CLN-660-24,2/566/566		666	666	666	666	666	666	666		
Установленная мощность, всего		–	–	–	836	666	666	666	666	666	666		
Южноуральская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Уголь, газ									
		5	ПТ-83/100-90/9		83	83	83	83	83	83	83	0	Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		6	К-100-90		100	100	100	100	100	100	100	0	Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		7	T-82/100-90/2,5		82	82	82	82	82	82	82	0	Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		8	T-82/100-90/2,5	82	82	82	82	82	82	82	0	Вывод из эксплуатации в 2028 г.	
		9	К-200-130-1	Газ, мазут	200	200	200	200	200	200	200	0	Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		10	К-200-130-1		200	200	200	200	200	200	200	0	Вывод из эксплуатации в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	747	747	747	747	747	747	0		
Челябинская ТЭЦ-4	ПАО «Фортум»			Газ									
		1	ПГУ-247,5 (ГТ-1.GT13E2; ПТ-1 DKZE1-1N33)		247	247	247	247	247	247	247	247	
		2	ПГУ-247,5 (ГТ-2.GT13E2; ПТ-2 DKZE1-1N33)		247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	
		3	ПГУ-263 (ГТ-3.GT13E2; ПТ-3 DKZE1-1N33)	263	263	263	263	263	263	263	263		
Установленная мощность, всего		–	–	–	757,5	757,5	757,5	757,5	757,5	757,5	757,5		
Челябинская ТЭЦ-2	ПАО «Фортум»			Газ, мазут, уголь челябинский									
		1	ПТ-60-130/13		60	60	60	60	60	60	60	60	
		2	ПТ-60-130/13		60	60	60	60	60	60	60	60	
		3	T-100-130		100	100	100	100	100	100	100	100	
		4	T-100-130	100	100	100	100	100	100	100	100		
Установленная мощность, всего		–	–	–	320	320	320	320	320	320	320		
Челябинская ТЭЦ-3	ПАО «Фортум»			Газ, мазут									
		1	T-180/210-130-1		180	180	180	180	180	180	180	180	
		2	T-180/210-130-1		180	180	180	180	180	180	180	180	
		3	ПГУ-230 (ГЗ-1. Т-60/70- 6,8/0,12; ГЗ-2 ГТЭ-160)	233	233	233	233	233	233	233	233		
Установленная мощность, всего		–	–	–	593	593	593	593	593	593	593		
Челябинская ТЭЦ-1	ПАО «Фортум»			Газ, мазут, уголь челябинский									
		7	P-25-29/1,2		25	0	0	0	0	0	0	0	Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		8	P-25-29/1,2		25	0	0	0	0	0	0	0	Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		10	PG6581B		41,816	41,816	41,816	41,816	41,816	41,816	41,816	41,816	
		11	PG6581B		41,984	41,984	41,984	41,984	41,984	41,984	41,984	41,984	
		12	TP-25/32-3,4/0,9	0	0	0	0	26,9	26,9	26,9	26,9	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	133,8	83,8	83,8	83,8	110,7	110,7	110,7		

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)							
Аргаяшская ТЭЦ	АО «РИР»			Уголь челябинский, бородинский, мазут								
		1	T-35-90-4		35	35	35	35	35	35	35	
		2	T-35-90-4		35	35	35	35	35	35	35	
		3	П-35-90/10-2		35	35	35	35	35	35	35	
		4	T-60/65-8,8		61	61	61	61	61	61	61	
		5	ТР-40-90/0,7-2		40	40	40	40	40	40	40	
		6	P-20-90/18-2		20	20	20	20	20	20	20	
		7	ПТ-30-90/10-3	30	30	30	30	30	30	30		
Установленная мощность, всего		–	–	–	256	256	256	256	256	256	256	
ТЭЦ ММК (Магнитогорская ТЭЦ)	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ								
		1	T-50-90		50	50	50	50	50	50	50	
		2	T-50-90		50	50	50	50	50	50	50	
		3	T-50-90		50	50	50	50	50	50	50	
		4	ПТ-50-90/13		50	50	50	50	50	50	50	
		5	T-50-130		50	50	50	50	50	50	50	
		6	T-50-130	50	50	50	50	50	50	50		
Установленная мощность, всего		–	–	–	300	300	300	300	300	300	300	
ТЭЦ ЧМК	ПАО «Челябинский металлургический комбинат»			Газ								
		2	П-25-2,9/1,3-2		25	25	25	25	25	25	25	
		3	ПТ-35-2,9/1,0		35	35	35	35	35	35	35	
		4	P-10-6,4/2,6		10	10	10	10	10	10	10	
		5	T-25-9,0/0,1		25	25	25	25	25	25	25	
		6	ПТ-50-9,0/1,3		50	50	50	50	50	50	50	
		7	ПТ-60-9,0/1,3		60	60	60	60	60	60	60	
		8	P-12-2,9/0,1		12	12	12	12	12	12	12	
		9	P-12-8,8/1,8		12	12	12	12	12	12	12	
Установленная мощность, всего		–	–	–	229	229	229	229	229	229	229	
ЦЭС ММК (Магнитогорская ЦЭС)	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ								
		1	ПТ-12-35/10М		12	12	12	12	12	12	12	
		2	ПТ-12-35/10М		12	12	12	12	12	12	12	
		3	ПТ-30-2,9		40	40	40	40	40	40	40	
		4а	P-6-35/3М		6	6	6	6	6	6	6	
		4б	P-6-35/3М		6	6	6	6	6	6	6	
		5	АТ-25-1		25	25	25	25	25	25	25	
		6	T-42/50-2,8		42,77	42,77	42,77	42,77	42,77	42,77	42,77	
		7	АТ-25-2	25	25	25	25	25	25	25		
		8	ПТ-30-2,9	40	40	40	40	40	40	40		
Установленная мощность, всего		–	–	–	208,77	208,77	208,77	208,77	208,77	208,77	208,77	
ПВЭС-2 Магнитогорский металлургический комбинат (ПВЭС-2)	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ								
		1	ПТ-29/35-3,0/1,0		29	29	29	29	29	29	29	
		2	ВРТ-25-2		25	25	25	25	25	25	25	
		3	ПТ-12/13-3,4/1,0-1		12	12	12	12	12	12	12	
		4	ПТ-25/30-8,8/1,0-1	25	25	25	25	25	25	25		
Установленная мощность, всего		–	–	–	91	91	91	91	91	91	91	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
Тургоякская ТЭЦ	АО «Миасский машиностроительный завод»	1	ПТ-12-90/10/1,2	Газ	12	12	12	12	12	12	12	
		2	ПР-12,5-90/10/0,9		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
		–	–		24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	24,5	
ТЭЦ Уральского автомобильного завода (ТЭЦ УралАЗ)	АО «АЗ «Урал» и АО «ЭнСер»	1	ПР-12-3,0/0,6/0,07	Газ	12	12	12	12	12	12	12	
		2	ПТ-12-29/6,5		12	12	12	12	12	12	12	
		3	ПТ-12-35/10М		12	12	12	12	12	12	12	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36	36	36	36	36	36	36	
ТЭЦ Комбинат Магnezит	ПАО «Комбинат «Магnezит»	1	ПТ-12-35/10М	Газ	12	12	12	12	12	12	12	
		3	ПТ-12-35/10М		12	12	12	12	12	12	12	
		–	–		24	24	24	24	24	24	24	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24	24	24	24	24	24	24	
ТЭЦ-1 ЗЭМЗ-Энерго	ООО «ЗЭМЗ-Энерго»	1	ПР-6-35/10/5М	Газ	6	6	6	6	6	6	6	
		–	–		6	6	6	6	6	6	6	
		–	–		6	6	6	6	6	6	6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6	6	6	6	6	6	6	
ПВЭС-1 Магнитогорский металлургический комбинат (ПВЭС-1)	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	1	Р-6-35/10М	Газ	6	6	6	6	6	6	6	
		2	Р-4-35/10М		4	4	4	4	4	4	4	
		–	–		10	10	10	10	10	10	10	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10	10	10	10	10	10	10	
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»	1	ГТЭ-009М	Газ	9	9	9	9	9	9	9	
		2	ГТЭ-009М		9	9	9	9	9	9	9	
		–	–		18	18	18	18	18	18	18	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18	18	18	18	18	18	18	
Южноуральская ГРЭС-2	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	1	ПГУ-420 (SGT-4000F, SST5-3000)	Газ	422,08	422,08	422,08	422,08	422,08	422,08	422,08	
		2	ПГУ-420 (SGT-4000F, SST5-3000)		422,42	422,42	422,42	422,42	422,42	422,42	422,42	
		–	–		844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	
ПСЦ ММК	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	1	Р-4-35/15М	Газ	4	4	4	4	4	4	4	
		2	ST3-VE32A Siemens		7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	
		3	ST3-VE32A Siemens		7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	7,46	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,92	18,92	18,92	18,92	18,92	18,92	18,92	
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»	ПАО «Уралкуз»	1	ТГ-3,5/6,3-Р12/1,2	Газ	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		–	–		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
		–	–		3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	
Карабашская МКЭУ	ООО «Перспектива»	1	Wartsila W20V34SG	Газ	10	10	10	10	10	10	10	
		2	Wartsila W20V34SG		10	10	10	10	10	10	10	
		–	–		20	20	20	20	20	20	20	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20	20	20	20	20	20	20	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
Каслинская МКЭУ	ООО «Перспектива»	1	Wartsila W20V34SG	Газ	10	10	10	10	10	10	10	
		2	Wartsila W20V34SG		10	10	10	10	10	10	10	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20	20	20	20	20	20	20	
ГПЭС Энергоцентр г. Снежинск	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»	1	MWM TCG2020V20	Газ	2	2	2	2	2	2	2	
		2	MWM TCG2020V20		2	2	2	2	2	2	2	
		3	MWM TCG2020V20		2	2	2	2	2	2	2	
		4	MWM TCG2020V20		2	2	2	2	2	2	2	
		5	MWM TCG2020V20		2	2	2	2	2	2	2	
		6	MWM TCG2020V20		2	2	2	2	2	2	2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12	12	12	12	12	12	12	
ГПУ Южуралзолото	АО «Южуралзолото Группа Компани»	1	ГПУ-G3520E	Газ	2	2	2	2	2	2	2	
		2	ГПУ-G3520E		2	2	2	2	2	2	2	
		3	ГПУ-G3520E		2	2	2	2	2	2	2	
		4	ГПУ-G3520E		2	2	2	2	2	2	2	
		5	ГПУ-G3520E		2	2	2	2	2	2	2	
		6	ГПУ-G3520E		2	2	2	2	2	2	2	
		7	ГПУ-G3520E		2	2	2	2	2	2	2	
		8	ГПУ-G3520E		2	2	2	2	2	2	2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16	16	16	16	16	16	16	
ТЭЦ Ашинский металлургический завод	ПАО «Ашинский металлургический завод»	1	П-6-1,2/0,5	Доменный газ	6	6	6	6	6	6	6	
		2	П-6-1,2/0,5		6	6	6	6	6	6	6	
		3	ОР-2,5-3		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	14,5	
ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»	АО «Вишневогорский ГОК»	1	ГПА-G3516	Газ	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	
		2	ГПА-G3516		1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	
		3	ГПА-G3516		1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	
ТЭЦ АО «Златмаш»	АО «Златмаш»	1	Р-4-2,1-0,3	Газ	4	4	4	4	4	4	4	
		2	Р-4-2,1-0,3		4	4	4	4	4	4	4	
		3	ОР-2,5-15/6		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		4	ОР-2,5-15/6		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	13	13	13	13	13	13	13	
ГПЭС КМЭЗ	ООО «Капитал-Сити»	1	CG260-16	Газ	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	CG260-16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	
ГПЭС Кыштым-2	АО «КМЭЗ»	1-4	ГТУ	Газ	0	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–		–	0	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
ГПЭС Карабашмедь	ООО «Капитал-Сити»	1	CG260-16	Газ	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	CG260-16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		3	CG260-16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		4	CG260-16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	
ГПС Томинская	АО «Томинский ГОК»	1-22	B35:40V20AG2	Газ	0	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	206,8	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
		Установленная мощность, всего			–	–	–	0	206,8	206,8	206,8	206,8
ГПЭС Михеевского ГОКа	ООО «ГазЭнерго»	1	CAT CG 260-16	Газ	4	4	4	4	4	4	4	
		2	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		3	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		4	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		5	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		6	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		7	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		8	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		9	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		10	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		11	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		12	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		13	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		14	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		15	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		16	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		17	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		18	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		19	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		20	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		21	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		22	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	
		23	CAT CG 260-16		4	4	4	4	4	4	4	4
Установленная мощность, всего		–	–	–	92	92	92	92	92	92	92	
ГПЭС Варненская	ООО «Капитал-Сити»	1	TCG 2032 V16	Газ	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		3	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		4	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		5	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		6	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		7	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		8	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		9	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		10	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		11	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		12	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		13	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		14	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		15	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		16	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		17	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		18	TCG 2032 V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Установленная мощность, всего		–	–	–	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	77,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание		
					Установленная мощность (МВт)									
ГПЭС ЧТПЗ	ООО «Агреко-Евразия»			Газ										
		1	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12		
		2	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		3	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		4	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		5	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		6	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		7	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		8	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		9	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		10	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		11	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		12	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		13	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		14	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		15	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		16	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92	17,92			
ГПЭС Первомайская	ООО «Агреко-Евразия»			Газ										
		1	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12		
		2	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		3	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		4	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		5	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
		6	QSK60 Gas		1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72			
ГПЭС Карабаш-2	ООО «Капитал-Сити»			Газ										
		5-6	CG 260-16		0	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	Ввод в эксплуатацию 08.05.2022	
		7-9	TCG 2032			12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	Ввод в эксплуатацию 08.05.2022	
Установленная мощность, всего		–	–	–	0	0	0	0	0	0	0			
ГПЭС Карабаш-3	АО «Карабашмедь»			Газ										
		1-4	ГТУ		0	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	0	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2			

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень реализуемых и перспективных проектов 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 проектов по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Челябинской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение проекта	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	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×200	–	–	–	–	–	200	2025	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1393.91	1393.91
2	Челябинской области	Челябинская область	Строительство ЛЭП 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	ПАО «Россети»	220	км	110	–	–	–	–	–	110				2701.92
3	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	2024	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	737,39	725,25
						МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	2025			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование проекта	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение проекта	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
4	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Паклинская, ПС 110 кВ Массивная с перемещением Т1 110/10 кВ, Т2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый с ПС 110 кВ Паклинская на ПС 110 кВ Массивная и Т1 110/10 кВ, Т2 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый с ПС 110 кВ Массивная на ПС 110 кВ Паклинская	Филиал ОАО «МРСК Урала» - «Челябэнерго»	110	МВА	x	–	–	–	–	–	x	2023	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	186,78	186,77

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода, в котором на основании анализа существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на исключение (предотвращение) необходимости применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), обеспечение нормативного уровня балансовой надежности и обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

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, технологическому присоединению к электрическим сетям, 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, 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.