

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2024–2029 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА ЧЕЛЯБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	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 .....	9
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде.....	12
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	15
2.1.1 Златоустовско-Миасский энергорайон.....	15
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ .....	17
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 .....	25
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	25
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.....	25
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	25
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	26
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы.....	27
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	27

3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	30
3.3	Прогноз потребления электрической мощности .....	31
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	32
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы.....	35
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше .....	35
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Челябинской области.....	37
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.....	41
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	41
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	43
5.1	Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для Златоустовско – Миасского энергорайона энергосистемы Челябинской области.....	44
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	51
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	52
7.1	Основные подходы.....	52
7.2	Исходные допущения .....	53
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	56
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	57
7.4	Оценка чувствительности экономических условий .....	58
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	61
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	62
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	64
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение	

которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии .....	71
---	----

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
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
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
Т	–	трансформатор

ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ЦП	– центр питания
ЭЭС	– электроэнергетическая система (территориальная)
$S$	– полная мощность
$S_{\text{ддн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Челябинской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на период до 2029 года, в том числе:

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

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

На основании расчета капитальных вложений на реализацию перспективных мероприятий по развитию электрических сетей выполнена оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети.

## 1 Описание энергосистемы

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

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 ПАО «Россети Урал» – «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

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 110 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 шт. 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 отчетный 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 «ММК»	1286,0
АО «ЧЭМК»	477,0
ПАО «ЧМК»	393,0
АО «Михеевский ГОК»	196,0
ПАО «Ашинский металлургический завод»	152,0
ПАО «Форвард Энерго» филиал Энергосистема «Урал»	120,0
АО «ЧЦЗ»	117,0



Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «Томинский ГОК»	114,0
Более 50 МВт	
АО «ЧТПЗ»	84,0
АО «Автомобильный завод «Урал»	80,0
ПАО «Комбинат «Магnezит»	71,0
ООО «ЧТЗ-Уралтрак»	70,0
АО «ЗЭМЗ»	62,0
АО «Карабашмедь»	54,0
Филиал ПАО «ОГК-2» «Троицкая ГРЭС»	51,0
ФГУП «ПО «Маяк»	50,0
Более 10 МВт	
АО «Златмаш»	48,0
ООО «Агропарк Урал»	42,0
Филиал «ЮГРЭС-1» ООО «Каширская ГРЭС» (Южноуральская ГРЭС)	35,0
АО «КМЭЗ»	25,0
Филиал АО «Интер РАО-Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2	20,0
АО «УСТЭК-Челябинск»	13,0

### 1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области на 01.01.2023 составила 5627,4 МВт.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Челябинской области доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2.

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

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	5775,9	21,5	170,0	–	–	5627,4
ТЭС	5775,9	21,5	170,0	–	–	5627,4

### 1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Челябинской области приведена в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

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

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	35571	35584	35511	36813	36680
Годовой темп прироста, %	0,80	0,04	-0,21	3,67	-0,36
Максимум потребления мощности, МВт	5189	5130	5179	5222	5187
Годовой темп прироста, %	3,12	-1,14	0,96	0,83	-0,67
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6855	6936	6857	7050	7072
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	24.01 07:00	05.02 11:00	22.12 16:00	15.01 10:00	07.12 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-24,7	-26,7	-7,8	-17,1	-25,9

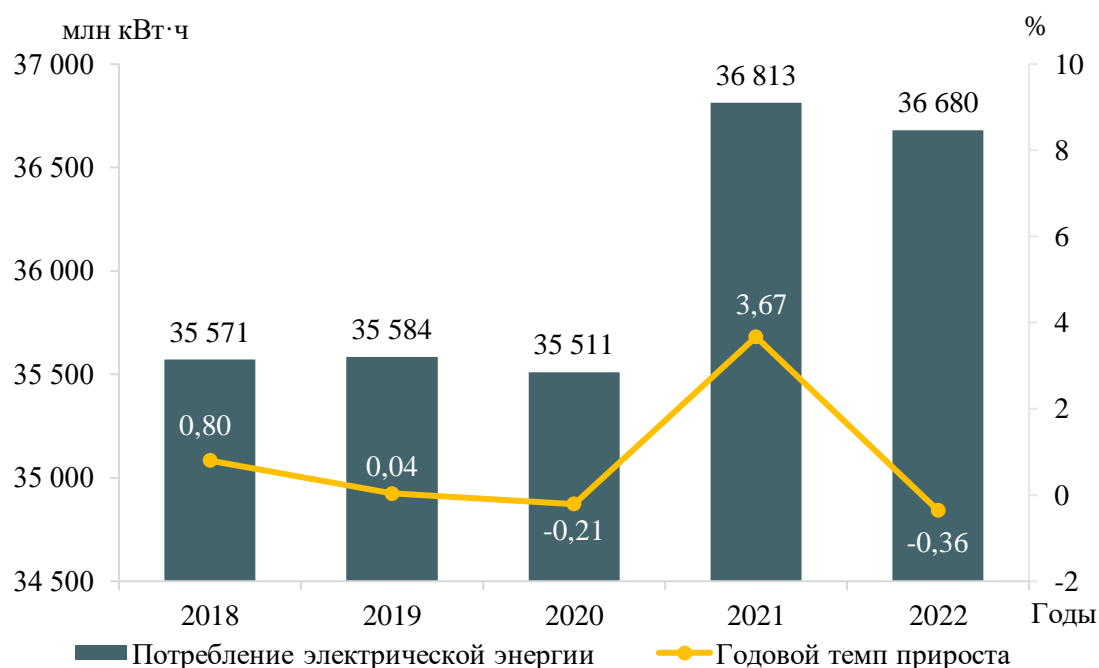


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста

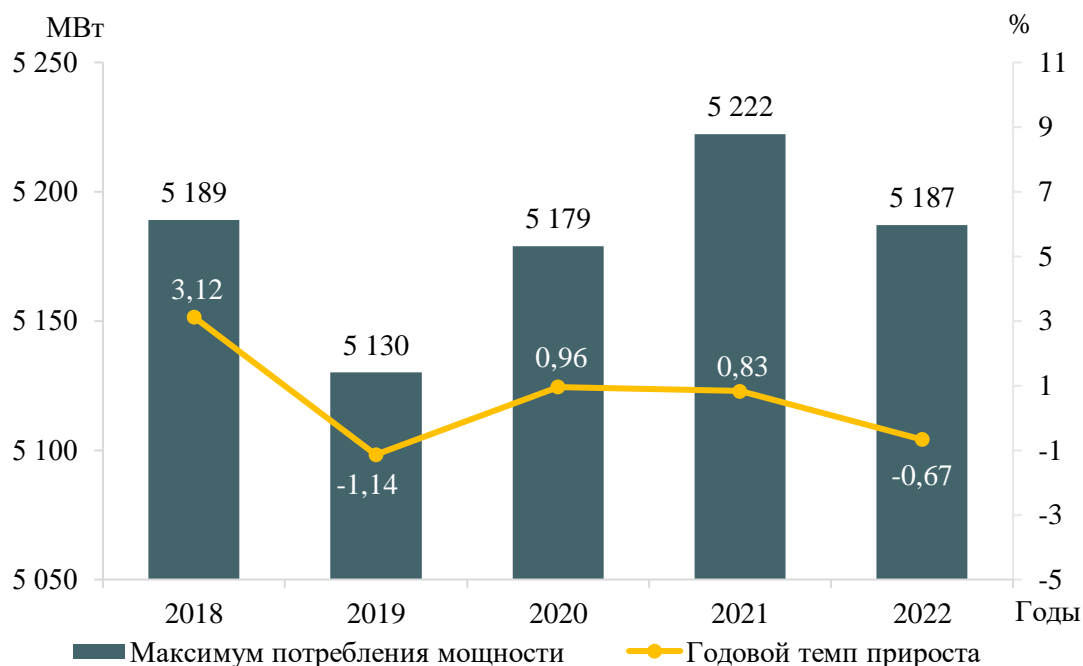


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Челябинской области выросло на 1393 млн кВт·ч и составило в 2022 году 36680 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,78 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,67 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 0,36 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области вырос на 155 МВт и составил 5187 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 2019 году и составило 1,14 %, 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»;
- ростом потребления в металлургическом производстве;
- снижением потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- ростом потребления в сфере услуг.

## 1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде

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	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ РЭД от ВЛ 110 кВ ЗСО – Гусеничная	ООО «Энерго-техсервис»	2018	0,07 км
2	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 «ММК»	2018	2,8 км
3	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 «ММК»	2018	2,8 км
4	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 «ММК»	2018	0,9 км
5	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 «ММК»	2018	0,9 км
6	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	ПАО «ММК»	2018	0,925 км
7	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	ПАО «ММК»	2018	0,925 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
8	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	ПАО «Россети Урал»	2019	3,81 км
9	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
10	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
11	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс I цепь	ООО «Агропарк Урал»	2019	9,97 км
12	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Кропачево – Агрокомплекс II цепь	ООО «Агропарк Урал»	2019	9,97 км
13	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	3,228 км
14	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
15	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
16	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
17	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Литейная от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым	ООО «СТИЛ АРМОР»	2022	0,047 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	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ 11	ПАО «ММК»	2018	80 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ 68	ПАО «ММК»	2018	2×80 МВА
3	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ 98	АО «Горэлектросеть»	2018	32 МВА
4	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ РЭД	ООО «Энерготех-сервис»	2018	25 МВА
5	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Станкозаводская	ПАО «Россети Урал»	2018	10 МВА
6	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Михеевский ГОК	АО «Михеевский ГОК»	2018	2×40 МВА
7	110 кВ	Установка трансформатора на Магнитогорской ЦЭС	ПАО «ММК»	2019	80 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ 87	ПАО «ММК»	2019	63 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Агрокомплекс	ООО «Агропарк Урал»	2019	2×63 МВА
10	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Верхнеуральская	ПАО «Россети Урал»	2019	16 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Периклаз	ПАО «Комбинат Магnezит»	2019	2×40 МВА
12	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Томино	ПАО «Россети Урал»	2019	6,3 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Томинский ГОК	АО «Томинский ГОК»	2019	25 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ЗСО	ООО «Энерготех-сервис»	2020	40 МВА
15	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Медная	АО «Томинский ГОК»	2020	2×100 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Заречная	ПАО «Россети Урал»	2021	25 МВА
17	110 кВ	Установка БСК и трансформаторов на ПС 110 кВ Новый Курасан	АО «Южуралзолото Группа Компаний»	2021	2×20 Мвар 2×16 МВА
18	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ 86	ПАО «ММК»	2021	100 МВА
19	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Литейная	ООО «СТИЛ АРМОР»	2022	1×25 МВА

## **2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики**

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

На территории Челябинской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО относится:

– 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 ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесечной ТНВ в двойной ремонтной схеме <sup>1)</sup> , в том числе в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением (свыше 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская, 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-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 91 МВт	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 ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км.	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Златоуст – Чебаркуль ориентировочной протяженностью 62 км. Создание на ПС 500 кВ Приваловская устройства АДШС ПС 500 кВ Приваловская	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Златоуст – Чебаркуль ориентировочной протяженностью 62 км. Создание на ПС 500 кВ Приваловская устройства АДШС ПС 500 кВ Приваловская

Примечание – <sup>1)</sup> Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.



## 2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций

### 2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-12,3
	20.06.2018	19,3
2019	18.12.2019	-7,6
	19.06.2019	15,6
2020	16.12.2020	-10,3
	17.06.2020	20,0
2021	15.12.2021	-3,8
	16.06.2021	23,4
2022	21.12.2022	-18,2
	15.06.2022	18,7

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

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

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{длн}$ ) нагрузочного трансформатора с учетом отключения одного наиболее мощного трансформатора на подстанции.

#### 2.2.1.1 ПАО «Россети Урал»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Урал» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по

допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Алишево	110	Т1	ТМН-2500/110/10	110	2,5	1982	93	2,42	2,24	2,26	2,52	3,29	1,42	2,02	2,21	1,74	1,41	0
		10			10				2,42	2,24	2,26	2,52	3,29	1,42	2,02	2,21	1,74	1,41	
2	ПС 110 кВ Бакалинская	110	Т1	ТМН-6300/110/10	110	6,3	2016	98,25	3,3	4,09	5,38	5,1	8,25	1,99	1,38	1,38	2,28	2,28	0
		10			10				3,3	4,09	5,38	5,1	8,25	1,99	1,38	1,38	2,28	2,28	
3	ПС 110 кВ Есаулка	110	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	110	10	1965	83,25	7,25	7,25	6,29	10,27	10,30	4,36	4,14	3,72	2,82	3,66	0
		35			35				5,41	5,41	4,63	5,89	8,80	2,57	3,09	2,83	2,57	3,56	
		10			10				1,84	1,84	1,66	4,23	2,00	1,69	1,05	0,89	0,24	0,33	
		110	Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	110	10	1980	85	8,50	8,50	7,88	10,41	10,85	3,74	5,88	6,07	3,98	4,95	
		35			35				3,86	3,86	4,12	5,13	5,35	1,80	3,35	2,83	2,32	3,09	
		10			10				4,64	4,64	3,76	5,30	5,30	1,92	2,54	3,24	1,66	1,67	
4	ПС 110 кВ Массивная	110	Т1	ТРДН-40000/110/10	110	40	2009	87,5	1,50	1,71	1,71	2,18	2,35	1,81	2,63	0,92	2,10	1,60	0
		10			10				0,90	1,12	1,12	1,55	1,65	0,61	1,13	0,92	1,40	1,20	
		10			10				0,60	0,60	0,60	0,63	0,71	1,20	1,50	0,00	0,70	0,40	
		110	Т2	ТРДН-40000/110/10	110	40	2009	87,5	1,40	2,11	2,02	2,14	2,57	2,32	3,51	1,82	2,22	2,10	
		10			10				1,10	1,81	1,82	1,94	2,35	1,22	1,61	1,53	2,02	1,91	
		10			10				0,30	0,30	0,20	0,20	0,22	1,10	1,90	0,30	0,20	0,22	
5	ПС 110 кВ Паклинская	110	Т1	ТРДН-25000/110/10	110	25	1981	87,75	14,47	10,67	15,83	23,07 <sup>1)</sup>	17,42	9,53	8,37	9,83	10,36	9,69	4,2
		10			10				4,75	2,70	8,10	9,77	6,61	4,49	3,54	3,72	4,13	4,23	
		10			10				9,14	7,91	6,08	12,14	10,32	4,72	4,73	5,82	5,85	5,10	
		110	Т2	ТРДН-25000/110/10	110	25	1982	87,75	8,57	8,24	10,49	12,45	11,77	4,98	7,65	7,79	8,28	9,45	
		10			10				5,23	2,79	5,42	5,53	5,22	2,55	4,15	4,08	4,06	4,87	
		10			10				3,21	5,22	4,80	6,72	6,51	2,32	3,11	3,44	3,93	4,21	
6	ПС 110 кВ Харлуши	110	Т1	ТМН-6300/110/10	110	6,3	2016	93	4,30	2,26	2,63	3,33	4,30	1,49	1,77	1,79	1,92	1,54	0
		10			10				4,34	2,28	2,66	3,36	4,26	1,50	1,79	1,81	1,93	1,55	
		110	Т2	ТМН-6300/110/10	110	6,3	1983	91,13	3,74	1,79	2,94	4,81	6,39	1,70	1,24	2,74	1,70	1,59	
		10			10				3,73	1,78	2,93	4,80	6,34	1,69	1,24	2,73	1,69	1,58	

Примечание – <sup>1)</sup> С учетом перевода нагрузки с ПС 110 кВ Шершневская на ПС 110 кВ Паклинская в объеме 5,9 МВт (6,01 МВА).

Таблица 9 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Алишево	Т1	ТМН-2500/110/10	1982	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Бакалинская	Т1	ТМН-6300/110/10	2016	98,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Есаулка	Т-1	ТДТН-10000/110/35/10	1965	83,25	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-10000/110/35/10	1980	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Массивная	Т1	ТРДН-40000/110/10	2009	87,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т2	ТРДН-40000/110/10	2009	87,5	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
5	ПС 110 кВ Паклинская	Т1	ТРДН-25000/110/10	1981	87,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т2	ТРДН-25000/110/10	1982	87,75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
6	ПС 110 кВ Харлуши	Т1	ТМН-6300/110/10	2016	93	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т2	ТМН-6300/110/10	1983	91,13	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Алишево	2022	3,29	ПС 110 кВ Алишево	ТУ на ТП менее 670 кВт (30 шт.)			2024	0,573	0,01	0,4	0,0573	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352	3,352
2	ПС 110 кВ Бакалинская	2022	8,25	ПС 110 кВ Бакалинская	ООО «Челябинский компрессорный завод»	8600012732	08.04.2022	2024	1,2	2,0	10	0,84	9,703	9,703	9,703	9,703	9,703	9,703
				ПС 110 кВ Бакалинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (216 шт.)			2024	5,094	0,035	0,4	0,5094						
3	ПС 110 кВ Есаулка	2022	21,15	ПС 110 кВ Есаулка	ООО УК «ГАММА ГРУПП»	8600012305	11.10.2021	2024	2,5	0	10	0,5	23,184	23,184	23,184	23,184	23,184	23,184
				ПС 110 кВ Есаулка	АО Ордена Трудового Красного Знамени «Племенной завод»	8600012894	10.08.2022	2024	0,66	0,77	10	0,33						
				ПС 110 кВ Есаулка	ТУ на ТП менее 670 кВт (142 шт.)			2024	5,69	0,721	0,4	0,569						
				ПС 35 кВ Долгая	ТУ на ТП менее 670 кВт (36 шт.)			2024	0,8025	0,046	0,4	0,08025						
				ПС 35 кВ Муслумово	ООО «Гранит-Сервис»	8600010364	14.03.2019	2024	0,4	0,63	10	0,28						
				ПС 35 кВ Муслумово	ТУ на ТП менее 670 кВт (44 шт.)			2024	1,2925	0,008	0,4	0,12925						
4	ПС 110 кВ Массивная	2019	6,14	ПС 110 кВ Массивная	Хозяйственное партнерство «Конгресс-Холл»	8600009232	27.04.2018	2024	10,575	0	10	2,115	9,548	9,548	9,548	9,548	9,548	9,548
				ПС 110 кВ Массивная	ООО Специализированный застройщик «Финансово-строительная компания «Западный луч»	8600010259	09.01.2019	2024	1,2049	0	0,4	0,482						
				ПС 110 кВ Массивная	Арбитражный суд Челябинской области	8600012472	24.01.2023	2024	1,2	0	0,4	0,24						
				ПС 110 кВ Массивная	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)			2024	3,27	0	0,4	0,327						
5	ПС 110 кВ Паклинская	2021	29,51	ПС 110 кВ Паклинская	ООО «Трест Магнитострой»	8600008684	17.08.2017	2024	4,23496	0	10	2,964	33,81	33,81	33,81	33,81	33,81	33,81
				ПС 110 кВ Паклинская	ООО «РМК-Арена»	8600012393	03.11.2021	2024	4,9	0	10	0,980						
				ПС 110 кВ Паклинская	ТУ на ТП менее 670 кВт (13 шт.)			2024	0,48	0,2588	0,4	0,048						
6	ПС 110 кВ Харлуши	2022	10,69	ПС 110 кВ Харлуши	ТУ на ТП менее 670 кВт (350 шт.)			2024	7,9565	0,8135	0,4	0,79565	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547

ПС 110 кВ Алишево.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Алишево за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 3,29 МВА. В нормальной схеме загрузка трансформатора составила 110 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,573 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,062 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

Перспективная нагрузка существующего трансформатора, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 3,29 + 0,062 + 0 - 0 = 3,352 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в нормальной схеме загрузка трансформатора составит 112 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Алишево ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 0,352 МВА.

Для исключения превышения  $S_{\text{дн}}$  Т1 и ввода ГАО в нормальной схеме рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на трансформатор мощностью не менее 3,352 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т1 2,5 МВА на 4 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Бакалинская.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Бакалинская за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,25 МВА. В нормальной схеме загрузка трансформатора составила 105 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,2 °С и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,294 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,453 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Урал» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Челябинский компрессорный завод» (от 08.04.2022 № 8600012732 заявленной мощностью 3,2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Бакалинская с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА.

Перспективная нагрузка существующего трансформатора, согласно формуле (1), составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 8,25 + 1,453 + 0 - 0 = 9,703 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в нормальной схеме загрузка трансформатора составит 123 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бакалинская ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. Расчетный объем ГАО составит 1,83 МВА.

Для исключения превышения  $S_{\text{дн}}$  Т1 и ввода ГАО в нормальной схеме рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на трансформатор мощностью не менее 9,703 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т1 6,3 МВА на 10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

#### ПС 110 кВ Есаулка.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Есаулка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 21,15 МВА. При отключении одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 176 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,345 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,034 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Урал», в соответствии с ТУ на ТП ООО УК «Гамма Групп» (от 11.10.2021 № 8600012305 заявленной мощностью 2,5 МВт), АО «Племзавод» (от 10.08.2022 № 8600012894 заявленной мощностью 1,43 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,15 + 2,034 + 0 - 0 = 23,184 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 193 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Есаулка ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Есаулка расчетный объем ГАО составит 11,18 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,184 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Паклинская, ПС 110 кВ Массивная.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Паклинская за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 35,52 МВА с учетом перевода нагрузки с ПС 110 кВ Шершнева 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 29,51 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 94 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,8 °С и при режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,2 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 81 % от  $S_{\text{дн}}$  (25,31 МВА), что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,6 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,3 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Урал», в соответствии с ТУ на ТП ООО «РМК-Арена» (от 03.11.2021 № 8600012393 заявленной мощностью 4,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с перемещением трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с установкой трансформаторов 2×40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская, трансформаторов 2×25 МВА на ПС 110 кВ Массивная.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,51 + 4,3 + 0 - 4,2 = 29,61 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 95 % от  $S_{\text{дн}}$ , что не превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

С учетом вышеизложенного, в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предусмотренного актуальными ТУ на ТП заявленной мощностью менее 5 МВт (перемещение трансформаторов между ПС 110 кВ Паклинская и ПС 110 кВ Массивная с установкой трансформаторов 2×40 МВА на ПС 110 кВ Паклинская, трансформаторов 2×25 МВА на ПС 110 кВ Массивная).

#### ПС 110 кВ Харлуши.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Харлуши за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 10,69 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 141 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -18,2 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 7,9565 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,857 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 10,69 + 0,857 + 0 - 0 = 11,547 \text{ МВА.}$$



Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 153 % от  $S_{\text{дн}}$ , что превышает  $S_{\text{дн}}$  трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Харлуши ниже уровня  $S_{\text{дн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Харлуши расчетный объем ГАО составит 3,99 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного трансформатора рекомендуется замена существующих трансформаторов Т1 и Т2 на трансформаторы мощностью не менее 11,547 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА каждый.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 2×6,3 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый год реализации мероприятия – 2023 год.

#### 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 на территории 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

Предложения сетевых организаций по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям на территории Челябинской области, отсутствуют.

### **2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России**

#### 2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше на территории Челябинской области для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы**

#### **3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности**

В таблице 11 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Челябинской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 11 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Челябинской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	ПАО «ММК» (расширение производства)	ПАО «ММК»	9,1	58,9	110	2028	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	ЗАО «МЗПВ» (расширение производства)	ЗАО «МЗПВ»	0,0	49,0	110	2024	ПС 220 кВ 60 ПС 110 кВ 61 ПС 110 кВ 37
4	ПАО «ММК». Комплекс установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха	ПАО «ММК»	0,0	39,0	35	2024–2025	Магнитогорская ТЭЦ
5	ПАО «ММК». Доменная печь	ПАО «ММК»	0,0	38,5	110	2026	ПС 110 кВ 96 Магнитогорская ЦЭС
6	ООО «ТМЗ» (расширение производства)	ООО «ТМЗ»	15,0	35,0	110	2024	Троицкая ГРЭС
7	ПАО «ММК». Цех комплекса установки разделения воздуха кислородного цеха	ПАО «ММК»	0,0	24,0	10	2024–2025	ПС 110 кВ 64
8	ПАО «ММК». Коксовая батарея	ПАО «ММК»	0,0	20,3	110	2023–2024	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	Магнитогорский цементно-огнеупорный завод (ПС 35 кВ 52)	ООО «МЦОЗ»	6,0	20,0	35	2023	ПС 110 кВ 36
10	Проектный офис «Новый источник»	ФГУП «ПО «МАЯК»	0,0	19,5	6	2027	ПС 110 кВ Болото-5 ПС 110 кВ Болото-6 ПС 110 кВ Болото-9
11	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академ. Е.И. Забабахина» (расширение производства)	ФГУП «РФЯЦ- ВНИИТФ им. академ. Е.И. Забабахина»	14,0	10,0	110	2024	ПС 110 кВ Курчатовская ПС 110 кВ Светлая

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области на период 2024–2029 годов, представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	37780	38446	39462	40288	40483	40873	41734
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	666	1016	826	195	390	861
Годовой темп прироста, %	–	1,76	2,64	2,09	0,48	0,96	2,11

Потребление электрической энергии по энергосистеме Челябинской области прогнозируется на уровне 41734 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,86 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области прогнозируется в 2025 году и составит 1016 млн кВт·ч или 2,64 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2027 году и составит 195 млн кВт·ч или 0,48 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 11.

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

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;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности, МВт	5377	5616	5698	5775	5786	5838	5949
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	239	82	77	11	52	111
Годовой темп прироста, %	–	4,44	1,46	1,35	0,19	0,90	1,90
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7026	6846	6926	6976	6997	7001	7015

Максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области к 2029 году прогнозируется на уровне 5949 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,98 %. Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 239 МВт или 4,44 %, что обусловлено увеличением потребления мощности металлургическими предприятиями области; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2027 году составит 11 МВт или 0,19 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 7015 ч/год.

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

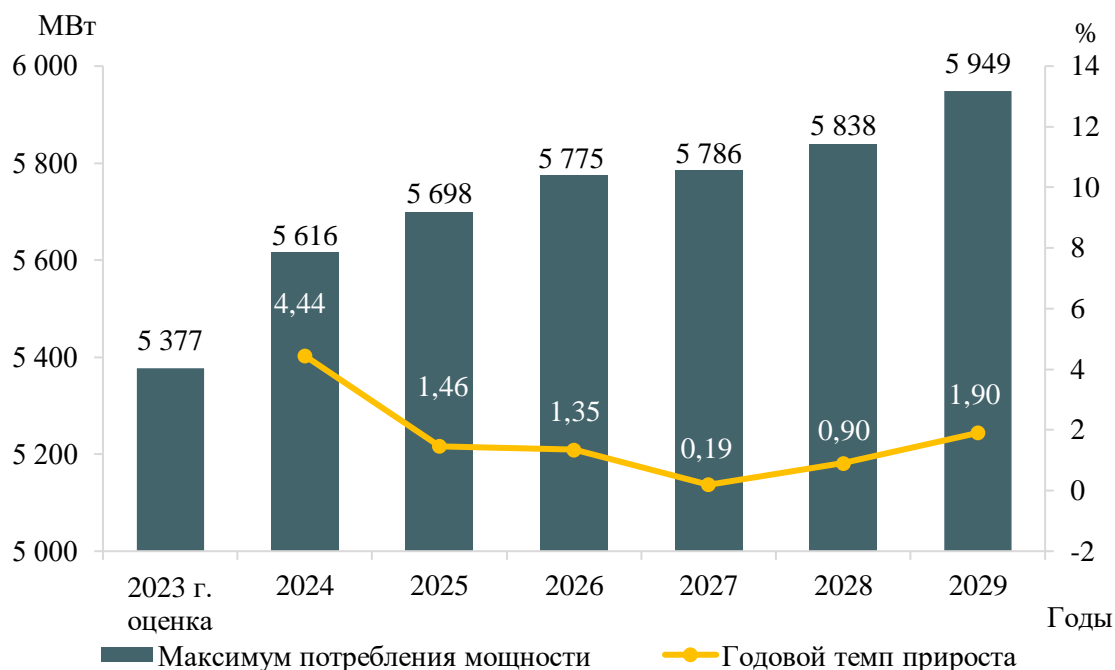


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста

### 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 году составляют 50 МВт, в период 2024–2029 годов – 747 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Челябинской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 14.



Таблица 14 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Челябинской области	50	–	–	–	664	83	–	747
ТЭС	50	–	–	–	664	83	–	747

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области в 2023 году ожидаются в объеме 34,4 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 26,9 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Челябинской области в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Энергосистема Челябинской области	34,4	–	–	26,9	–	–	–	26,9
ТЭС	34,4	–	–	26,9	–	–	–	26,9

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области в 2029 году составит 5122,8 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Челябинской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области представлена на рисунке 5.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Энергосистема Челябинской области	5842,9	5842,9	5842,9	5869,8	5205,8	5122,8	5122,8
ТЭС	5842,9	5842,9	5842,9	5869,8	5205,8	5122,8	5122,8

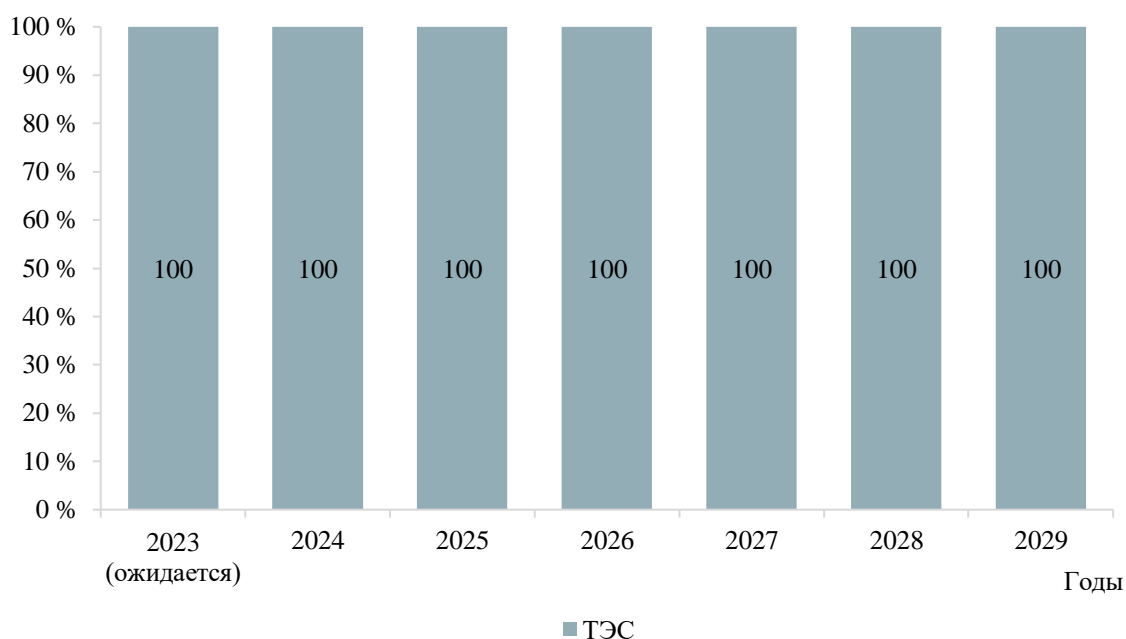


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Челябинской области с указанием состава генерирующего оборудования и планов по вводу мощности, выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировки) приведен в приложении А.

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 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 17.

Таблица 17 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Златоуст – Чебаркуль ориентировочной протяженностью 62 км	ПАО «Россети Урал»	110	км	2×62	–	–	–	–	–	–	124	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Создание на ПС 500 кВ Приваловская устройства АДШС ПС 500 кВ Приваловская	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	

**4.2 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Челябинской области**

В таблице 18 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Челябинской области.

Таблица 18 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Челябинской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	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 потребителя ООО «Муллит»	ООО «Муллит»	–	20
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 2,5 км каждый	ООО «Муллит»	220	км	2×2,5	–	–	–	–	–	–	5,0				
2	Строительство ПС 110 кВ ГПП-3 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Ашинский метзавод»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Ашинский металлургический завод»	ПАО «Ашинский металлургический завод»	–	55
	Строительство двух КЛ 110 кВ АМЕТ – ГПП-3 ориентировочной протяженностью 2,61 км и 2,74 км	ПАО «Ашинский метзавод»	110	км	–	2,61 2,74	–	–	–	–	–	5,35				
3	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	ПАО «ММК»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «МЦОЗ»	ОАО «МЦОЗ»	6	20
4	Строительство ПС 110 кВ 15 с двумя трансформаторами мощностью 40 МВА каждый	ПАО «ММК»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя комплекс коксовой батареи № 12 КХП ПАО «ММК»	Комплекс коксовой батареи № 12 КХП ПАО «ММК»	–	20,3
	Строительство заходов КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 на ПС 110 кВ 15 ориентировочной протяженностью 1,2 км и 8,85 км	ПАО «ММК»	110	км	1,2 8,85	–	–	–	–	–	–	10,05				
5	Строительство двух КЛ 110 кВ Шинные аппараты 1 (2) С 110 кВ – РКО-15 1 и 2 цепь ориентировочной протяженностью 0,87 км каждая	ООО «ТМЗ»	110	км	–	2×0,87	–	–	–	–	–	1,74	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТМЗ»	ООО «ТМЗ»	15	35
6	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	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академ. Е.И. Забабахина»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академ. Е.И. Забабахина»	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академ. Е.И. Забабахина»	14	10
7	Реконструкция Магнитогорской ТЭЦ с заменой трансформатора Т-3 110/35/10 кВ мощностью 60 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 80 МВА	ПАО «ММК»	110	МВА	–	1×80	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя комплекс установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха ПАО «ММК»	ПАО «ММК»	–	0,4
	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	–	1×60	–	–	–	–	60			0,4	38,6
8	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	–	1×50	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя цех комплекса установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха ПАО «ММК»	ПАО «ММК»	0,4	23,6

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
9	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 потребителя комплекс новой доменной печи № 11 доменного цеха ПАО «ММК»	ПАО «ММК»	–	0,5
	Реконструкция ПС 110 кВ 96 со строительством ошиновки 110 кВ протяженностью 2×0,05 км	ПАО «ММК»	110	км	–	–	–	–	–	–	2×0,05	0,1				
	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 95 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	–	–	–	–	–	1×95	95			0,5	38
10	Реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×16	1×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «УК Гамма Групп», ООО Специализированный застройщик «СК ИКАР»	ООО «УК Гамма Групп», ООО Специализированный застройщик «СК ИКАР»	–	6,0 0,149
	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками на ПС 110 кВ Кременкуль ориентировочной протяженностью 3,8 км каждый	ПАО «Россети Урал»	110	км	–	2×3,8	–	–	–	–	–	7,6				
11	Строительство ПС 110 кВ 109 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ЗАО «МЗПВ»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя (цех производства литых стальных листопрокатных и опорных валков на промышленной площадке ООО «ММК-Индустриальный парк»	ЗАО «МЗПВ»	–	0,5
	Строительство двух отпайк от ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 61 и ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 37 на ПС 110 кВ 109 ориентировочной протяженностью 0,8 км каждая	ЗАО «МЗПВ»	110	км	–	2×0,8	–	–	–	–	–	1,6				
	Реконструкция ПС 220 кВ 60 с установкой БСК 220 кВ мощностью 110 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	1×110	–	–	–	–	–	110			0,5	48,5
12	Реконструкция ПС 110 кВ Бакалинская с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	–	1×10	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Челябинский компрессорный завод»	ООО «Челябинский компрессорный завод»	2	3,2

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
13	Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО УК «ГАММА ГРУПП», АО Ордена Трудового Красного Знамени «Племенной завод»	ООО УК «ГАММА ГРУПП» АО Ордена Трудового Красного Знамени «Племенной завод»	– –	2,5 1,43
14	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	ПАО «Россети Урал»	110	х	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РМК-Арена»	ООО «РМК-Арена»	4,0	0,9
15	Реконструкция ПС 35 кВ Центральная с переводом на напряжение 110 кВ со строительством РУ 110 кВ, заменой трансформаторов Т1 35/6 кВ и Т2 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый и строительством двух КЛ 110 кВ Восточная – Центральная ориентировочной протяженностью 1,4 км каждая	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Промжилстрой»	ООО «Промжилстрой»	2,39	0,01
			110	км	2×1,4	–	–	–	–	–	–	2,8				



#### **4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России**

Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, отсутствуют.

#### **4.4 Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям**

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2024–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Алишево с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Бакалинская с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Челябинский компрессорный завод»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО УК «ГАММА ГРУПП», АО Ордена Трудового Красного Знамени «Племенной завод»
4	Реконструкция ПС 110 кВ Харлуши с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности

## **5 Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети**

Технико-экономическое сравнение выполнено с использованием затратного подхода, являющегося эффективным инструментом для предварительного сравнения и ранжирования альтернативных проектов на основе суммарных дисконтированных затрат при выполнении условий энергетической и экономической сопоставимости.

При таком подходе проект, который требует меньших суммарных дисконтированных затрат, является наиболее эффективным.

Технико-экономическое сравнение выполнено в соответствии с:

- Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3].

Шаг расчетов – 1 год.

Все стоимостные показатели приведены к уровню цен 4 квартала 2023 года. Инфляция в расчетах не учитывалась.

При определении суммарных дисконтированных затрат по вариантам, в соответствии с Методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [3], амортизационные отчисления не учитывались.

Дисконтирование затрат выполнено по ставке – 8 %.

Для рассматриваемых вариантов развития сетей определен перечень необходимых мероприятий и укрупненные капитальные затраты на их реализацию.

Стоимость реализации мероприятий по электросетевому строительству определена на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [4]).

УНЦ приведены в ценах по состоянию на 1 января 2018 года.

Для определения величины капитальных затрат в текущих ценах 4 квартала 2023 года применены индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал, указанные в Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов (базовый прогноз), Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов (базовый прогноз); Прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (базовый прогноз) и Сценарных условиях функционирования экономики Российской Федерации и основных параметрах прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (базовый прогноз), в соответствии с Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 380 [5], п. 381 (таблица 20).

Таблица 20 – Индексы-дефляторы инвестиций в основной капитал

Наименование	Наименование документа-источника данных	Реквизиты документа	Годы					
			2018	2019	2020	2021	2022	4 кв. 2023
Индекс-дефлятор инвестиций в основной капитал, процентов к предыдущему году	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2019	105,3	–	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2021 год и на плановый период 2022 и 2023 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 26.09.2020	–	106,8	–	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2022 год и на плановый период 2023 и 2024 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 30.09.2021	–	–	105,6	–	–	–
	Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 28.09.2022	–	–	–	104,9	–	–
	Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов	Подготовлен Министерством экономического развития Российской Федерации, дата публикации 14.04.2023	–	–	–	–	114,6	107,0

### 5.1 Технико-экономическое сравнение вариантов развития сетей для Златоустовско – Миасского энергорайона энергосистемы Челябинской области

Срок реализации мероприятий по электросетевому строительству определен укрупненно на основании СТО 56947007-29.240.121-2012 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ» [6].

Сравнение вариантов выполнено за период 2024–2047 годов, включающий в себя годы строительства и 20 лет нормальной эксплуатации объектов.

Ежегодные затраты на эксплуатационное обслуживание сооружаемых электросетевых объектов определены по укрупненным нормативам отчислений в процентах от их стоимости (Методические указания по проектированию развития энергосистем [1]):

- воздушные линии электропередачи – 0,8 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 110 кВ – 5,9 %;
- электрооборудование и распределительные устройства напряжением 220 кВ и выше – 4,9 %.

Таблица 21 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов развития сетей для Златоустовско – Миасского энергорайона

Мероприятие	Линия электропередачи			Подстанция				Итоговая стоимость в ценах 4 кв. 2023 года, млн руб. без НДС
	Напряжение, кВ	Количество× цепность× протяженность, км	Марка провода	Набор напряжений, кВ	Мощность трансформаторов, реакторов, БСК, МВА (Мвар)	Схема РУ / ячейка выключателя, шт.		
						220 кВ	110 кВ	
Вариант № 1 (Основной вариант)								
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	–	–	–	220/110	1×200	№ 220-3Н / 1	№ 110-13Н / 1	1122,31
Строительство ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	220	1×1×110	АС-240	–	–	№ 220-5Н / 1	–	2175,53
Итого по варианту № 1								3297,84
Вариант № 2 (Альтернативный вариант)								
Реконструкция РУ 110 кВ ПС 220 кВ Чебаркуль с расширением на 2 линейные ячейки	–	–	–	–	–	–	№ 110-13Н / 2	91,32
Реконструкция РУ 110 кВ ПС 500 кВ Златоуст с расширением на 2 линейные ячейки	–	–	–	–	–	–	№ 110-13Н / 2	91,32
Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Златоуст – Чебаркуль ориентировочной протяженностью 62 км каждая	110	1×2×62	АСТ-150/34	–	–	–	–	1213,82
Создание на ПС 500 кВ Приваловская устройства АДШС ПС 500 кВ Приваловская	–	–	–	–	–	–	–	13,89
Итого по варианту № 2								1410,35

Таблица 22 – Результаты технико-экономического сравнения вариантов

Наименование	Вариант № 1	Вариант № 2
Капитальные затраты, млн руб.	3297,84	1410,35
То же в %	234 %	100 %
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	1554,67	423,34
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	3511,28	1418,38
То же в %	248 %	100 %

Таблица 23 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 1 развития электрической сети для Златоустовско – Миасского энергорайона в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	3297,84	514,13	927,90	927,90	927,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																									
ВЛ	2056,52	514,13	514,13	514,13	514,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 220 кВ	1195,66	0,00	398,55	398,55	398,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ	45,66	0,00	15,22	15,22	15,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																									
ВЛ		0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование и РУ 220 кВ		4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	1554,67	0,00	0,00	0,00	0,00	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73
в том числе:																									
ВЛ	329,04	0,00	0,00	0,00	0,00	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45	16,45
Электрооборудование и РУ 220 кВ	1171,75	0,00	0,00	0,00	0,00	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59	58,59
Электрооборудование и РУ 110 кВ	53,88	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	4852,51	514,13	927,90	927,90	927,90	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73	77,73
Ставка дисконтирования, %	8,00																								
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,17
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	3511,28	514,13	859,17	795,53	736,60	57,14	52,90	48,99	45,36	42,00	38,89	36,01	33,34	30,87	28,58	26,47	24,50	22,69	21,01	19,45	18,01	16,68	15,44	14,30	13,24

Таблица 24 – Расчет дисконтированных затрат по варианту № 2 развития электрической сети для Златоустовско – Миасского энергорайона в ценах 4 кв. 2023 года, без НДС

Наименование	Годы строительства и эксплуатации																								
	Всего за расчетный период	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
<i>Всего капитальных затрат, млн руб.</i>	<i>1410,35</i>	303,46	364,34	364,34	378,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
в том числе на новое строительство:																									
ВЛ	1213,82	303,46	303,46	303,46	303,46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование 500 кВ	13,89	0,00	0,00	0,00	13,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электрооборудование и РУ 110 кВ	182,64	0,00	60,88	60,88	60,88	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Нормы ежегодных отчислений на ремонты и техническое обслуживание (без амортизации), %:																									
ВЛ		0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %	0,80 %
Электрооборудование 500 кВ		4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %	4,90 %
Электрооборудование и РУ 110 кВ		5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %	5,90 %
<i>Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) всего, млн руб.</i>	<i>423,34</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17
в том числе:																									
ВЛ	194,21	0,00	0,00	0,00	0,00	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71	9,71
Электрооборудование 500 кВ	13,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68	0,68
Электрооборудование и РУ 110 кВ	215,52	0,00	0,00	0,00	0,00	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78	10,78
<i>Суммарные недисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>1833,69</i>	303,46	364,34	364,34	378,23	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17	21,17
Ставка дисконтирования, %	8,00																								
Коэффициент дисконтирования		1	0,93	0,86	0,79	0,74	0,68	0,63	0,58	0,54	0,50	0,46	0,43	0,40	0,37	0,34	0,32	0,29	0,27	0,25	0,23	0,21	0,20	0,18	0,17
<i>Суммарные дисконтированные затраты по варианту, млн руб.</i>	<i>1418,38</i>	303,46	337,35	312,36	300,25	15,56	14,41	13,34	12,35	11,44	10,59	9,80	9,08	8,41	7,78	7,21	6,67	6,18	5,72	5,30	4,90	4,54	4,20	3,89	3,61



Как видно из таблицы 22, наиболее экономичным вариантом развития сетей для Златоустовско – Миасского энергорайона является вариант № 2.

Вариант № 2 рекомендуется к реализации.

На всех стадиях реализации проекта в той или иной степени присутствует фактор неопределенности. Под неопределенностью понимается неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта, в том числе о связанных с ними затратах.

Одним из способов учета неопределенности является анализ чувствительности, позволяющий оценить специфические риски проекта.

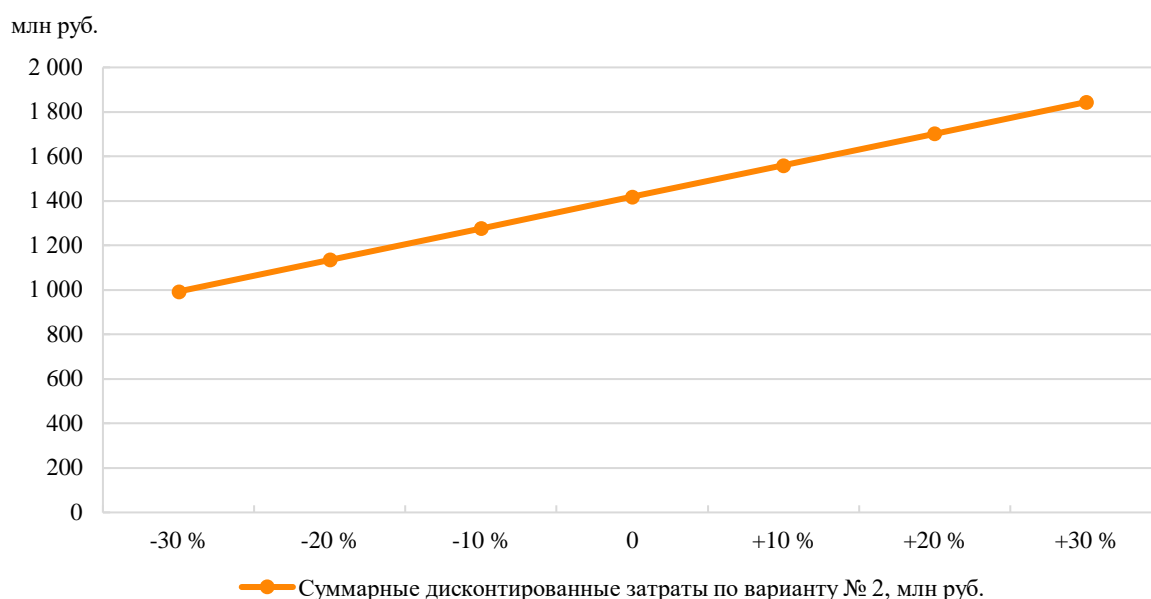
Целью анализа чувствительности является определение степени влияния исходных показателей на показатели проекта.

В качестве исходных показателей для рассматриваемых вариантов приняты:

- величина капитальных затрат по наиболее экономичному варианту № 2;
- величина ставки дисконтирования.

Показателем сравнения при анализе чувствительности является величина суммарных дисконтированных затрат.

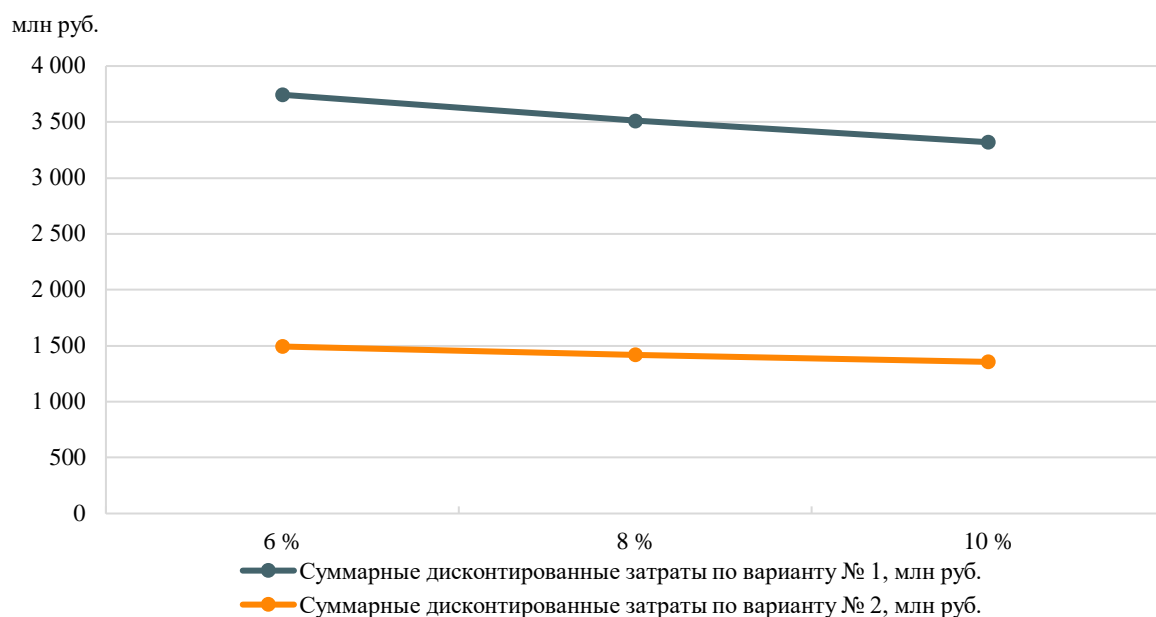
Зависимость суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат представлена на рисунке 6.



Изменение показателя, %	-30 %	-20 %	-10 %	0	+10 %	+20 %	+30 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	993	1135	1277	1418	1560	1702	1844

Рисунок 6 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по варианту № 2 от изменения величины капитальных затрат

Зависимость суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования представлена на рисунке 7.



Ставка дисконтирования, %	6 %	8 %	10 %
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 1, млн руб.	3743	3511	3319
Суммарные дисконтированные затраты по варианту № 2, млн руб.	1493	1418	1355

Рисунок 7 – Зависимость величины суммарных дисконтированных затрат по вариантам от изменения величины ставки дисконтирования

По результатам анализа чувствительности можно сделать следующие выводы:

1) при увеличении капитальных затрат по варианту № 2 даже на 30 % вариант остается более экономичным, по сравнению с вариантом № 1. Разница суммарных дисконтированных затрат между вариантами составляет 90 %;

2) изменение ставки дисконтирования в диапазоне от 6 % до 10 % не приводит к существенному изменению преимущества варианта № 2. При ставке дисконтирования 6 % вариант № 1 остается более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 151 %. При ставке дисконтирования 10 % вариант № 1 остается также более затратным по отношению к варианту № 2, разница составляет 145 %.

Таким образом, рекомендуемый вариант № 2 развития сетей для Златоустовско – Миасского энергорайона сохраняет свое экономическое преимущество даже при ухудшении исходных показателей на 30 %.

## **6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию**

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 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 мероприятий 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 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 [4]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 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 %).

## **7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети**

Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети (далее – оценка тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [7];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Челябинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии всех ТСО при существующих механизмах тарифного регулирования;
- сравнения на прогнозный период необходимого среднего единого (котлового) тарифа и среднего единого (котлового) тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Челябинской области осуществляют свою деятельность 36 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Урал» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 79 % в суммарной НВВ сетевых организаций Челябинской области).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъекта Российской Федерации и ТСО, на объектах которых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России предлагаются технические решения (далее совокупно – основные ТСО).

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ТСО Челябинской области на прогнозный период включает в себя:

- НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционным программам и с учетом технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, рассчитанная в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1];
- прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие

составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»;
- НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

- информацией, представленной ТСО на запрос Минэнерго России сведений для разработки СиПР ЭЭС России на 2024–2029 годы (письмо от 10.02.2023 № СП-1999/07);

- информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов<sup>1</sup>, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

---

<sup>1</sup> Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28.11.2022 № 102/161.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

- собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);
- заемные средства;
- государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{EBITDA}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)

<sup>2</sup> Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28.11.2022 № 102/162 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Челябинской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Челябинской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Челябинской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Челябинской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления

<sup>3</sup> Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 22.09.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2023 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	7 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	5 %	8 %	6 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	8 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,2 %	1,4 %	0,8 %	-0,1 %	0,5 %	0,4 %

#### 7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства

При оценке тарифных последствий учитываются следующие объемы капитальных вложений на прогнозный период:

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ основных ТСО, источниками финансирования которых являются собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии и привлеченные средства;

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа, учтены планы основной ТСО в соответствии с актуальным проектом корректировки



инвестиционной программы. На период за горизонтом периода актуального проекта корректировки инвестиционной программы принято, что объемы капитальных вложений инвестиционной программы сохраняются в размере последнего года актуального проекта инвестиционной программы.

В оценке тарифных последствий не учитываются мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Челябинской области представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Челябинской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1908	1942	2058	2235	1537	1537
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	426	447	467	419	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	1920	1819	2080	3865	2023	2023

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Челябинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 28 и на рисунке 8.

Достаточность выручки определяется как разность между расчетными объемами НВВ и ПВВ для каждого года прогнозного периода. Превышение ПВВ над НВВ в период более двух лет указывает на достаточность выручки или достаточность существующих условий тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 28 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Челябинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	28,6	30,8	32,6	34,0	35,3	36,5
НВВ	млрд руб.	28,8	30,0	31,1	32,4	33,0	33,7
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,2	-0,8	-1,5	-1,6	-2,2	-2,8
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3
Среднегодовой темп роста	%	—	106	105	104	103	103

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1
Среднегодовой темп роста	%	—	103	103	104	102	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2

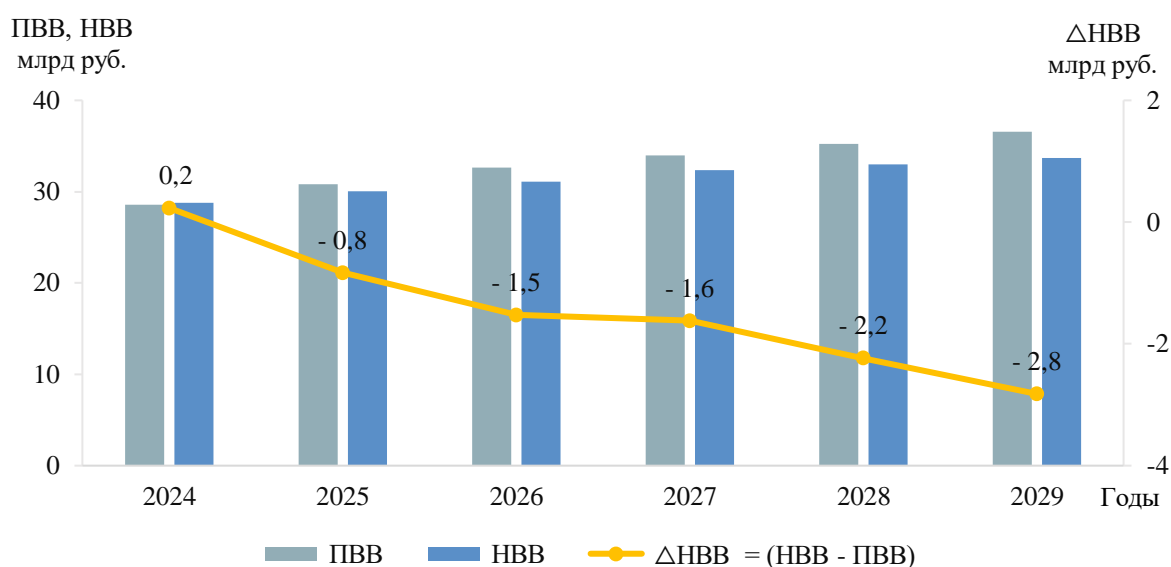


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Челябинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 28, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Челябинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ТСО Челябинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии:

– сценарий 1 – рост прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на 2 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования наблюдается в сценарии 3 в среднем за 2024–2029 годы составляет 2,5 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

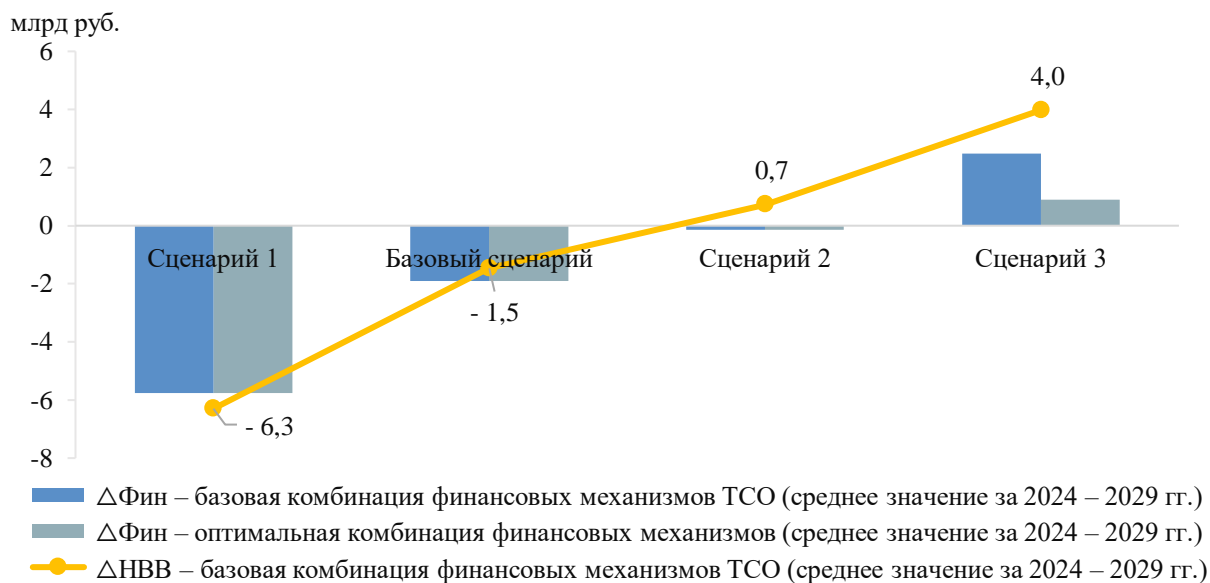


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	4 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	82 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в наиболее пессимистичном сценарии – при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года (таблица 29).

## 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, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

- выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей;

- сформирован перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше.

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Челябинской области оценивается в 2029 году в объеме 41734 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,86 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области к 2029 году увеличится и составит 5949 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,98 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Челябинской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 6846–7015 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области в 2023 году составляют 50 МВт, в период 2024–2029 годов – 747 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области в 2023 году ожидаются в объеме 34,4 МВт. В период 2024–2029 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 26,9 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области в 2029 году составит 5122,8 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 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 158,24 км, трансформаторной мощности 912 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 30.11.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

3. Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35–750 кВ : утверждены Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21 октября 2014 г. № 477. – Текст : электронный. – URL: <https://minstroyrf.gov.ru/trades/view.industry.php> (дата обращения: 30.11.2023).

4. 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: 30.11.2023).

5. Правила заполнения форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих её материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 5 мая 2016 г. № 380 «Об утверждении форм раскрытия сетевой организацией информации об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах, указанной в абзацах втором – четвертом, шестом, восьмом и десятом подпункта «ж» пункта 11 стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24, правил заполнения указанных форм и требований к форматам раскрытия сетевой организацией электронных документов, содержащих информацию об инвестиционной программе (о проекте инвестиционной программы и (или) проекте изменений, вносимых в инвестиционную программу) и обосновывающих ее материалах», зарегистрирован М-вом юстиции 9 июня 2016 г.,

регистрационный № 42482. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 30.11.2023).

6. СТО 56947007-29.240.121-2012. Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35–1150 кВ : стандарт организации : утвержден и введен в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 1 июня 2012 г. № 302 : взамен документа СТО 56947007-29.240.013-2008 «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи», введенного в действие Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 18.04.2008 № 144 : дата введения 2012-06-01 / разработан ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЫПРОЕКТ». – Москва, 2012. – Текст : электронный. – URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.240.121-2012.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.240.121-2012.pdf) (дата обращения: 30.11.2023).

7. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 30.11.2023).

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 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема Челябинской области													
Троицкая ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Мазут, уголь экибастузский									
		10	CLN-660-24,2/566/566		666,0	666,0	666,0	666,0	666,0	666,0	666,0	666,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	666,0	666,0	666,0	666,0	666,0	666,0	666,0	666,0	
Южноуральская ГРЭС	ООО «Каширская ГРЭС»												
		5	ПТ-83/100-90/9	Уголь, газ	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0			Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		6	К-100-90		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0				Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		7	Т-82/100-90/2,5		82,0	82,0	82,0	82,0	82,0				Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		8	Т-82/100-90/2,5		82,0	82,0	82,0	82,0	82,0				Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		9	К-200-130-1	Газ, мазут	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0				Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		10	К-200-130-1		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0				Вывод из эксплуатации в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	747,0	747,0	747,0	747,0	747,0	83,0			
Челябинская ТЭЦ-4	ПАО «Форвард Энерго»			Газ									
		1	ПГУ-247,5 (ГТ-1.GT13E2; ПТ-1 DKZE1-1N33)		247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	247,0	
		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)		263,0	263,0	263,0	263,0	263,0	263,0	263,0	263,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	757,5	757,5	757,5	757,5	757,5	757,5	757,5	757,5	
Челябинская ТЭЦ-2	ПАО «Форвард Энерго»			Газ, мазут, уголь челябинский									
		1	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		4	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	
Челябинская ТЭЦ-3	ПАО «Форвард Энерго»			Газ, мазут									
		1	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		2	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		3	ПГУ-230 (Г3-1. Т-60/70-6,8/0,12; Г3-2 ГТЭ-160)		233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	233,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	593,0	593,0	593,0	593,0	593,0	593,0	593,0	593,0	
Челябинская ТЭЦ-1	ПАО «Форвард Энерго»			Газ									
		7	Р-25-29/1,2		25,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		8	Р-25-29/1,2		25,0								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		10	PG6581B		41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	
		11	PG6581B		42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	
		12	Р-26,9-3,5/0,08						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	110,7	



Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Аргаяшская ТЭЦ	АО «РИР»			Уголь челябинский, бородинский, мазут									
		1	Т-35-90-4		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		2	Т-35-90-4		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		3	П-35-90/10-2		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		4	Т-60/65-8,8		61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0	
		5	ТР-40-90/0,7-2		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		6	Р-20-90/18-2		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		7	ПТ-30-90/10-3		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	256,0	
ТЭЦ ММК (Магнитогорская ТЭЦ)	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ									
		1	Т-50-90		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		2	Т-50-90		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		3	Т-50-90		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		4	ПТ-50-90/13		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		5	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		6	Т-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	
ТЭЦ ЧМК	ПАО «Челябинский металлургический комбинат»			Газ									
		2	П-25-2,9/1,3-2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ПТ-35-2,9/1,0		35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	
		4	Р-10-6,4/2,6		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		5	Т-25-9,0/0,1		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		6	ПТ-50-9,0/1,3		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		7	ПТ-60-9,0/1,3		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		8	Р-12-2,9/0,1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		9	Р-12-8,8/1,8		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	229,0	229,0	229,0	229,0	229,0	229,0	229,0	229,0	
ЦЭС ММК (Магнитогорская ЦЭС)	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ									
		1	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ПТ-30-2,9		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		4а	Р-6-35/3М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4б	Р-6-35/3М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	АТ-25-1		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		6	Т-42/50-2,8		42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	42,8	
		7	АТ-25-2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		8	ПТ-30-2,9		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	208,8	208,8	208,8	208,8	208,8	208,8	208,8	208,8	
ПВЭС-2 Магнитогорский металлургический комбинат (ПВЭС-2)	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ									
		1	ПТ-29/35-3,0/1,0		29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	29,0	
		2	ВРТ-25-2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		3	ПТ-12/13-3,4/1,0-1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ПТ-25/30-8,8/1,0-1		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	91,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Тургорьянская ТЭЦ	АО «Миасский машиностроительный завод»			Газ									
		1	ПТ-12-90/10/1,2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПР-12,5-90/10/0,9		12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,5	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»			Газ									
		1	ПР-12-3,0/0,6/0,07		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ПТ-12-29/6,5		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
ТЭЦ Комбинат Магнезит	ПАО «Комбинат «Магнезит»			Газ									
		1	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ПТ-12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ-1 ЗЭМЗ-Энерго	ООО «ЗЭМЗ-Энерго»			Газ									
		1	ПР-6-35/10/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
ПВЭС-1 Магнитогорский металлургический комбинат (ПВЭС-1)	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ									
		1	Р-6-35/10М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р-4-35/10М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТЭ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТЭ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
Южноуральская ГРЭС-2	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		1	ПГУ-420 (SGT-4000F, SST5-3000)		422,1	422,1	422,1	422,1	422,1	422,1	422,1	422,1	
		2	ПГУ-420 (SGT-4000F, SST5-3000)		422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	422,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	844,5	
ПСЦ ММК	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ									
		1	Р-4-35/15М		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	ST3-VE32A Siemens		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
		3	ST3-VE32A Siemens		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	18,9	
ТЭЦ ПАО «Уральская кузница»	ПАО «Уралкуз»			Газ									
		1	ТГ-3,5/6,3-Р12/1,2		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	3,5	
Карабашская МКЭУ	ООО «Перспектива»			Газ									
		1	Wartsila W20V34SG		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	Wartsila W20V34SG		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Каслинская МКЭУ	ООО «Перспектива»			Газ									
		1	Wartsila W20V34SG		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
		2	Wartsila W20V34SG		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
ГПЭС Энергоцентр г. Снежинск	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ имени академика Е. И. Забабахина»			Газ									
		1	MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		6	MWM TCG2020V20		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ГПУ Южуралзолото	АО «Южуралзолото Группа Компаний»			Газ									
		1	ГПУ-G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	ГПУ-G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	ГПУ-G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	ГПУ-G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	ГПУ-G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		6	ГПУ-G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		7	ГПУ-G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		8	ГПУ-G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
ТЭЦ Ашинский металлургический завод	ПАО «Ашинский металлургический завод»			Доменный газ									
		1	П-6-1,2/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	П-6-1,2/0,5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ОР-2,5-3		2,5	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	14,5	
ТЭЦ АО «Вишневогорский ГОК»	АО «Вишневогорский ГОК»			Газ									
		1	ГПА-G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	ГПА-G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		3	ГПА-G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
ТЭЦ АО «Златмаш»	АО «Златмаш»			Газ									
		1	Р-4-2,1-0,3		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	Р-4-2,1-0,3		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	ОР-2,5-15/6		2,5	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	2,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	
ГПЭС КМЭЗ	ООО «Капитал-Сити»			Газ									
		1	CG260-16		4,3	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	4,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	
ГПЭС Кыштым-2	АО «КМЭЗ»			Газ									
		1-4	MWM TCG 2032 V 16			17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ГПЭС Карабашмедь	ООО «Капитал-Сити»			Газ									
		1	CG260-16		4,3	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	4,3	
		3	CG260-16		4,3	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	17,2	
ГПЭС Томинская	АО «Томинский ГОК»			Газ									
		1	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 13.04.2023
		2	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 19.04.2023
		3	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 19.04.2023
		4	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 13.04.2023
		5	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 19.04.2023
		6	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 04.05.2023
		7	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 18.04.2023
		8	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 19.04.2023
		9	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 19.04.2023
		10	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 18.04.2023
		11	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 04.05.2023
		12	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 20.04.2023
		13	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 21.04.2023
		14	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 22.04.2023
		15	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 04.05.2023
		16	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 21.04.2023
		17	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 22.04.2023
		18	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 23.04.2023
		19	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 24.04.2023
		20	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 25.04.2023
		21	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 04.05.2023
		22	Rolls-Royce B35:40V20AG2			9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	Ввод в эксплуатацию 25.04.2023
Установленная мощность, всего		–	–	–		207,1	207,1	207,1	207,1	207,1	207,1	207,1	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ГПЭС Михеевского ГОКа	ООО «ГазЭнерго»			Газ									
		1	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		5	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		6	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		7	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		8	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		9	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		10	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		11	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		12	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		13	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		14	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		15	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		16	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		17	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		18	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		19	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		20	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		21	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		22	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		23	CAT CG 260-16		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	
ГПЭС Варненская	ООО «Капитал-Сити»			Газ									
		1	TCG 2032 V16		4,3	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	4,3	
		3	TCG 2032 V16		4,3	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	4,3	
		5	TCG 2032 V16		4,3	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	4,3	
		7	TCG 2032 V16		4,3	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	4,3	
		9	TCG 2032 V16		4,3	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	4,3	
		11	TCG 2032 V16		4,3	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	4,3	
		13	TCG 2032 V16		4,3	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	4,3	
		15	TCG 2032 V16		4,3	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	4,3	
		17	TCG 2032 V16		4,3	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	77,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ГПЭС ЧТПЗ	ООО «Аггреко-Евразия»			Газ									
		1	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		7	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		8	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		9	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		10	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		11	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		12	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		13	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		14	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		15	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		16	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	
ГПЭС Первомайская	ООО «Аггреко-Евразия»			Газ									
		1	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	QSK60 Gas		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	
ГПЭС Карабаш-2	ООО «Капитал-Сити»			Газ									
		5-6	CG 260-16		8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	
		7-9	TCG 2032		12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	12,9	
Установленная мощность, всего		–	–	–	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	
ГПЭС Карабаш-3	АО «Карабашмедь»			Газ									
		1-4	MWM TCG 2032 V 16			17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	Ввод в эксплуатацию в 2023 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	
ГПЭС МЭК	ООО «Магнитогорская энергетическая компания»			Газ									
		ГПА-1	18V35SG			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Присоединение 01.03.2023
		ГПА-2	18V35SG			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Присоединение 01.03.2023
		ГПА-3	18V35SG			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Присоединение 01.03.2023
		ГПА-4	18V35SG			6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	Присоединение 01.03.2023
Установленная мощность, всего		–	–	–		24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии

Таблица Б.1 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше на территории Челябинской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Челябинской области	Челябинская область	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Златоуст – Чебаркуль ориентировочной протяженностью 62 км	ПАО «Россети Урал»	110	км	2×62	–	–	–	–	–	–	124	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	1890,33	1890,33
2	Челябинской области	Челябинская область	Создание на ПС 500 кВ Приваловская устройства АДШС ПС 500 кВ Приваловская	ПАО «Россети»	500	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	20,02	20,02
3	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Алишево с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	56,59	56,59

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируе- мый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
4	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция Бакалинская трансформатора мощностью 6,3 МВА на трансформатор мощностью 10 МВА ПС 110 кВ с заменой Т1 110/10 кВ на 110/10 кВ	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя (ООО «Челябинский компрессорный завод»)	49,91	49,91
5	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	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2025	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя (ООО УК «ГАММА ГРУПП»)	737,39	725,25



№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируе- мый год реализации <sup>2)</sup>	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствую- щих лет, (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствую- щих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
6	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Харлуши с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.	164,50	164,50

Примечания

1 <sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2 <sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации. Если в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, год реализации мероприятия определен в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве планируемого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.