

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2026–2031 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 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	10
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	12
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	16
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	16
2.1.1 Златоустовско-Миасский энергорайон.....	16
2.2 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.....	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	18
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	24
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	24
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	24
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	24
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 .....	25
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	26
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	26
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	29
3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	30
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	31
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
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 .....	36
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	40
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 .....	40
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	42
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	43
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	44
7.1	Основные подходы .....	44
7.2	Исходные допущения.....	45
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	48
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	49
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	50
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>53</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>54</b>

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	55
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.....	63

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

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
ИП	–	инвестиционный проект
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
ПО	–	программное обеспечение
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СКРМ	–	средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия

СШ	–	система (сборных) шин
Т	–	трансформатор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{длн}}$	–	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 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 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 2026–2031 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 2031 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Челябинской области на период до 2031 года, в том числе рассмотрены:

- мероприятия, направленные на исключение рисков 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 на 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 «Магнитогорский металлургический комбинат»	1356,0
АО «Челябинский электрометаллургический комбинат»	459,0
ПАО «Челябинский металлургический комбинат»	365,0
АО «Томинский ГОК»	206,0
АО «Михеевский ГОК»	198,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
АО «Челябинский цинковый завод»	119,0
ПАО «Ашинский металлургический завод»	118,0
ПАО «Форвард Энерго» филиал Энергосистема «Урал»	109,0
Более 50 МВт	
ПАО «Комбинат «Магнезит»	80,0
ООО «ЧТЗ-Уралтрак»	77,0
АО «Челябинский трубопрокатный завод»	76,0
АО «Златоустовский электрометаллургический завод»	68,0
АО «УралАЗ»	65,0
АО «Златоустовский машиностроительный завод»	52,0
ФГУП «ПО «Маяк»	52,0
Более 10 МВт	
ООО «Агропарк Урал»	42,0
Филиал ПАО «ОГК-2» «Троицкая ГРЭС»	42,0
Филиал «ЮГРЭС-1» ООО «Каширская ГРЭС» (Южноуральская ГРЭС)	35,0
АО «Карабашмедь»	34,0
АО «ЭНЕРГОПРОМ - Челябинский электродный завод» ООО «ЭЛ 6» Челябинск	30,0
АО «Кыштымский медеэлектролитный завод»	18,0
Филиал АО «Интер РАО-Электрогенерация» Южноуральская ГРЭС-2	15,0
АО «УСТЭК-Челябинск»	12,0

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области на 01.01.2025 составила 5808,5 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 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	5808,5	–	–	–	–	5808,5
ТЭС	5808,5	–	–	–	–	5808,5

#### 1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Челябинской области в 2024 году составило 26666,8 млн кВт·ч на ТЭС.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Челябинской области за период 2020–2024 годов, млн кВт·ч

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	25528,5	27990,9	25342,5	26791,9	26666,8
ТЭС	25528,5	27990,9	25342,5	26791,9	26666,8

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Челябинской области приведена в таблице 4 и на рисунках 1, 2.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	35511	36813	36680	38325	38644
Годовой темп прироста, %	-0,21	3,67	-0,36	4,48	0,83
Максимум потребления мощности, МВт	5179	5222	5187	5675	5334
Годовой темп прироста, %	0,96	0,83	-0,67	9,41	-6,01
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6857	7050	7072	6753	7245
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	22.12 16:00	15.01 10:00	07.12 12:00	12.12 15:00	22.02 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-7,8	-17,1	-25,9	-30,5	-24,7

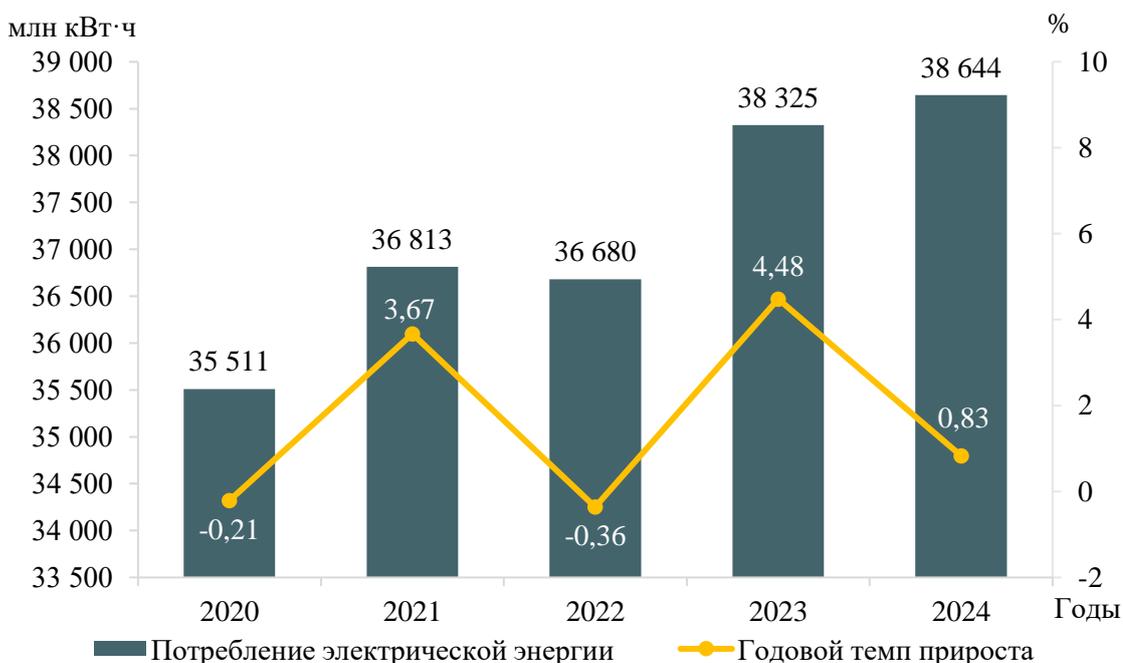


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста

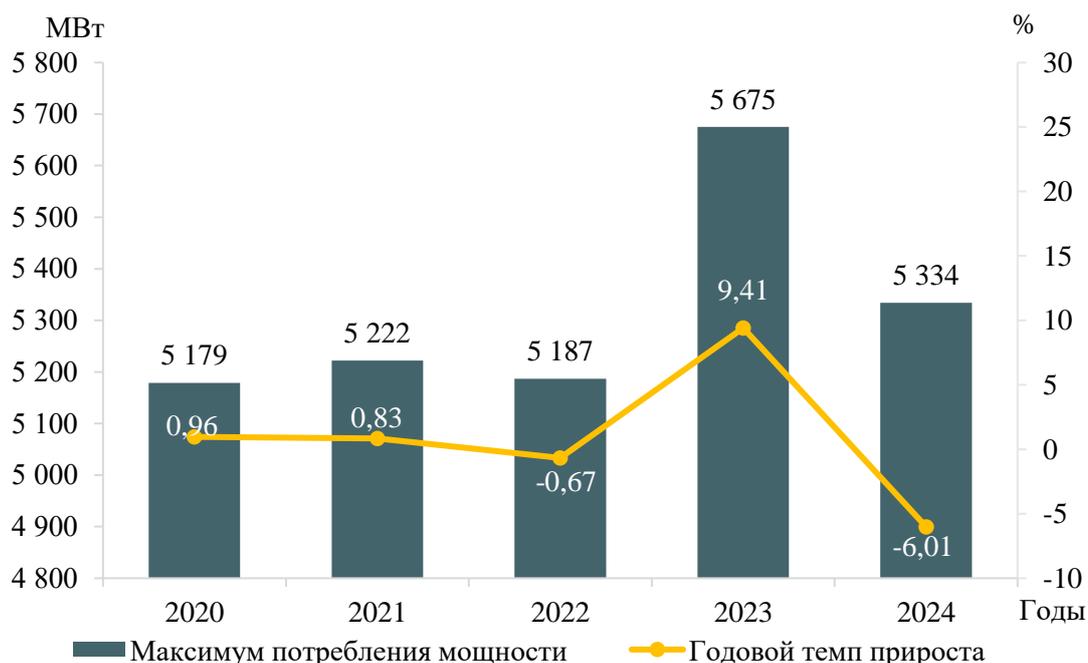


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Челябинской области выросло на 3060 млн кВт·ч и составило в 2024 году 38644 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,66 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 4,48 % в 2023 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2022 году и составило 0,36 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области вырос на 204 МВт и составил 5334 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,78 %.

Наибольший годовой темп прироста потребления мощности составил 9,41 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2024 году и составило 6,01 %.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области был зафиксирован в 1989 году в размере 5949 МВт.

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

- разнонаправленной динамикой потребления в металлургическом производстве;
- увеличением потерь в сетях при передаче электрической энергии;
- снижением потребления железнодорожным транспортом;
- ростом потребления населением.

### **1.6 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 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Челябинской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	ВЛ 220 кВ 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
2	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	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
4	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
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Литейная от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым	ПАО «Россети Урал»	2022	0,047 км
6	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Литейная от ВЛ 110 кВ Карабаш – Кыштым (в границах земельного участка заявителя)	ООО «СТИЛ АРМОР»	2022	0,026 км
7	110 кВ	Строительство новой отпайки 110 кВ до ПС 110 кВ Светлинский ГОК от ВЛ 110 кВ Борисовская – Светлинская с отпайкой на ПС 110 кВ Светлинский ГОК	АО «Южуралзолото Группа Компаний»	2022	0,058 км
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Смеловская – Захаровская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Смеловская – ПС 99 на ПС 110 кВ Захаровская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Смеловская – Захаровская и ВЛ 110 кВ Захаровская – ПС 99	АО «Горэлектросеть»	2023	0,151 км
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Захаровская – ПС 99. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Смеловская – ПС 99 на ПС 110 кВ Захаровская с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Смеловская – Захаровская и ВЛ 110 кВ Захаровская – ПС 99	АО «Горэлектросеть»	2023	0,147 км
10	110 кВ	ВЛ 110 кВ ЧФЗ – Абразивная I цепь. Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Графит от ВЛ 110 кВ ЧФЗ – Абразивная I цепь с образованием ВЛ 110 кВ ЧФЗ – Абразивная I цепь с отпайкой на ПС Графит	АО «ЧЭМК»	2024	0,6 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
11	110 кВ	ВЛ 110 кВ ЧФЗ – Абразивная II цепь. Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Графит от ВЛ 110 кВ ЧФЗ – Абразивная II цепь с образованием ВЛ 110 кВ ЧФЗ – Абразивная II цепь с отпайкой на ПС Графит	АО «ЧЭМК»	2024	0,6 км
12	110 кВ	ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Шагол – Харлуши с отпайками на ПС 110 кВ Кременкуль с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Шагол – Кременкуль с отпайкой на ПС Краснопольская и ВЛ 110 кВ Кременкуль – Харлуши	ПАО «Россети Урал»	2024	3,99 км 4,01 км
13	110 кВ	КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11. Выполнение заходов КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 11 на ПС 110 кВ 15 с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ ПС 11 – ПС 15 и КВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 15	ПАО «ММК»	2024	2×1,134 км

Таблица 6 – 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	Замена трансформатора на ПС 110 кВ ЗСО	ООО «Энерготех-сервис»	2020	40 МВА
2	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Медная	АО «Томинский ГОК»	2020	2×100 МВА
3	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Заречная	ПАО «Россети Урал»	2021	25 МВА
4	110 кВ	Установка БСК и трансформаторов на ПС 110 кВ Новый Курасан	АО «Южуралзолото Группа Компаний»	2021	2×20 Мвар 2×16 МВА
5	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ 86	ПАО «ММК»	2021	100 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Литейная	ООО «СТИЛ АРМОР»	2022	1×25 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Болото-12	ФГУП «ПО «МАЯК»	2022	16 МВА
8	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ 31	ПАО «ММК»	2022	63 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ 68	ПАО «ММК»	2022	2×80 МВА
10	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Светлинский ГОК	АО «Южуралзолото Группа Компаний»	2022	25 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Захаровская	АО «Горэлектросеть»	2023	2×32 МВА
12	220 кВ	Замена автотрансформатора на ПС 220 кВ Карталы (в рамках аварийно-восстановительных работ)	ПАО «Россети»	2023	125 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Есаулка (в рамках аварийно-восстановительных работ)	ПАО «Россети Урал»	2023	25 МВА
14	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Электролитная	АО «Кыштымский медеэлектролитный завод»	2023	2×40 МВА
15	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ 36	ПАО «ММК»	2023	2×63 МВА
16	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Кременкуль	ПАО «Россети Урал»	2024	16 МВА
17	110 кВ	Установка второго трансформатора на ПС 110 кВ Кременкуль	ПАО «Россети Урал»	2024	16 МВА
18	110 кВ	ПС 110 кВ Массивная. Замена трансформаторов мощностью 40 МВА на трансформаторы мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Урал»	2024	2×25 МВА
19	110 кВ	ПС 110 кВ Паклинская. Замена трансформаторов мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Урал»	2024	2×40 МВА
20	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Графит	АО «ЧЭМК»	2024	80 МВА
21	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ 15	ПАО «ММК»	2024	2×40 МВА
22	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ ЧКПЗ	ПАО «ЧКПЗ»	2024	2×40 МВА
23	110 кВ	Замена трансформатора на Магнитогорской ТЭЦ	ПАО «ММК»	2024	80 МВА
24	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Бакалинская (в рамках аварийно-восстановительных работ)	ПАО «Россети Урал»	2024	16 МВА
25	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Травники	АО «Транснефть-Урал»	2024	2×10 МВА

**2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России**

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

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

– Златоустовско-Миасский энергорайон.

**2.1.1 Златоустовско-Миасский энергорайон**

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Златоустовско-Миасском энергорайоне.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Златоустовско-Миасского энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной 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 65 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 56 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Таганай – Горная превышает ДДТН на величину до 43 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная превышает ДДТН на величину до 40 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай I цепь, ВЛ 110 кВ Златоуст – Таганай II цепь превышает ДДТН на величину до 35 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Миасс – Тургояк-т с отпайкой на ПС Тальковая превышает ДДТН на величину до 33 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тургояк-т – Хребет-т превышает ДДТН на величину до 32 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Таганай – Златоуст № 3 превышает ДДТН на величину до 28 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 13 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Хребет-т – Таганай-т превышает ДДТН на величину до 13 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Таганай-т – Таганай превышает ДДТН на величину до 11 %, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Миасс – Кисегач-т превышает ДДТН на величину до 7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 156 МВт</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА.</p> <p>Строительство ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА.</p> <p>Строительство ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км</p>

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 и (или) иного замера. В таблице 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных и (или) иных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
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
2023	20.12.2023	-4,9
	12.12.2023 <sup>1)</sup>	-30,5
	21.06.2023	9,3
2024	18.12.2024	-7,1
	19.06.2024	21,3

Примечание – <sup>1)</sup> Приведена температура в день иного замера.

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

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения величины перспективной нагрузки существующего нагрузочного трансформатора ( $S_{персп}$ ) над длительно допустимой нагрузкой ( $S_{длн}$ ) 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 9 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	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
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	ПС 110 кВ Есаулка	110/35/10	T1	115/38,5/11	10	6,29	10,27	10,30	1,99 <sup>1)</sup>	8,57	3,72	2,82	3,66	5,04	2,86	8,12
			T2	115/38,5/11	25	7,88	10,41	10,84	23,90 <sup>1)</sup>	11,43	6,07	3,98	4,95	6,47	1,91	
2	ПС 110 кВ Лазурная	110/35/10	T1	115/38,5/11	16	4,35	8,47	6,29	6,40	5,43	1,92	1,78	1,50	5,67	6,05	9,02
			T2	115/38,5/11	10	5,32	8,47	5,81	5,34	4,13	3,60	3,93	1,93	4,70	5,56	
3	ПС 110 кВ Харлуши	110/10	T1	115/11	6,3	2,63	3,33	4,30	7,58	5,02	1,79	1,92	1,54	2,69	3,23	1,38
			T2	115/11	6,3	2,94	4,81	6,39	4,91	5,22	2,74	1,70	1,59	2,62	6,49	

Примечание – <sup>1)</sup> Приведена фактическая нагрузка трансформатора в день иного замера.

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузке трансформаторов

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Есаулка	T1	ТДТН-10000/110/35/10	1965	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T2	ТДТН-25000/110/35/10	2023	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
2	ПС 110 кВ Лазурная	T1	ТДТН-16000/110/35/10	1987	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T2	ТДТН-10000/110/35/10	1979	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Харлуши	T1	ТМН-6300/110/10	1994	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T2	ТМН-6300/110/10	1983	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
1	ПС 110 кВ Есаулка	2023 / зима	25,89	ПС 110 кВ Есаулка	ООО УК «ГАММА ГРУПП»	11.10.2021	8600012305	2025–2026	2,50	0	10	0,5	32,76	33,08	33,08	33,08	33,08	33,08
				ПС 110 кВ Есаулка	АО Ордена Трудового Красного Знамени «Племенной завод»	10.08.2022	8600012894	2027	1,43	0,84	10	0,3						
				ПС 110 кВ Есаулка	ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»	30.01.2024	8600014135	2026	8,39	1,93	35	4,52						
				ПС 110 кВ Есаулка	Данилов Виктор Владиславович	13.03.2024	8000011855	2026	1,51	0	0,4	0,6						
				ПС 110 кВ Есаулка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,42	0,04	10	0,04						
				ПС 110 кВ Есаулка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	5,31	0,26	0,22; 0,4	0,51						
				ПС 35 кВ Муслюмово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,15	0	10	0,02						
				ПС 35 кВ Муслюмово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	0,83	0,01	0,22; 0,4	0,08						
				ПС 35 кВ Муслюмово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2027	0,015	0	0,4	0,0015						
				ПС 35 кВ Долгая	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,60	0,21	0,22; 0,4	0,14						
2	ПС 110 кВ Лазурная	2021 / зима	16,94	ПС 110 кВ Лазурная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,66	0,14	10	0,05	18,08	18,08	18,08	18,08	18,08	18,08
				ПС 110 кВ Лазурная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,67	0,10	0,22; 0,4	0,46						
				ПС 35 кВ Дубровка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,36	0	0,4	0,04						
				ПС 35 кВ Баландино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,45	0,02	10	0,04						
				ПС 35 кВ Баландино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	2,90	0,08	0,22; 0,4	0,28						
				ПС 35 кВ Мирная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,92	0,52	10	0,04						
				ПС 35 кВ Мирная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,62	0,01	0,22; 0,4	0,16						
				ПС 35 кВ Нугуманово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,03	0	0,4	0,003						
3	ПС 110 кВ Харлуши	2023 / зима	12,49	ПС 110 кВ Харлуши	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	2,00	0	10	0,2	13,47	13,47	13,47	13,47	13,47	13,47
				ПС 110 кВ Харлуши	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025–2026	7,40	0,17	0,22; 0,4	0,72						

### ПС 110 кВ Есаулка.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Есаулка за отчетный период в иной замер 2023 года составила 25,89 МВА. При отключении Т2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 115,75 %. При отключении Т1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 82,85 % от  $S_{\text{дн}}$ .

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т1 (Т2) при ТНВ -30,5 °С и при нормальном режиме нагрузки (режиме с возможным повышенным износом изоляции) составляет 1,200 (1,250).

При аварийном отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 8,12 МВА на другие центры питания.

С учетом перевода нагрузки при отключении Т2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 превышает  $S_{\text{дн}}$  на величину до 48,08 %, при отключении Т1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 не превышает  $S_{\text{дн}}$  и составляет 56,86 % от  $S_{\text{дн}}$ .

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 18,86 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,19 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Урал», в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО УК «Гамма Групп» договор от 11.10.2021 № 8600012305 заявленной мощностью 2,50 МВт), АО «Племзавод» договор от 10.08.2022 № 8600012894 заявленной мощностью 0,66 МВт, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» договор от 30.01.2024 № 8600014135 заявленной мощностью 6,455 МВт, Данилов Виктор Владиславович договор от 13.03.2024 № 8000011855 заявленной мощностью 1,512 МВт) предусмотрена 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.

В соответствии с письмом филиала ПАО «Россети Урал» – «Челябэнерго» от 06.09.2023 № ЧЭ/ЦЭС/01/16/12/64 «О дефекте Т2 ПС Есаулка» в рамках аварийно-восстановительных работ на ПС 110 кВ Есаулка в 2023 году была выполнена временная замена Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 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 для 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].

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,89 + 7,19 + 0 - 8,12 = 24,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 8,12 МВА превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т1 ПС 110 кВ Есаулка, оставшегося в работе после отключения Т2, на величину до 108,01 % (без ТП превышение для Т1 до 48,04 %).

Суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 8,12 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т2 ПС 110 кВ Есаулка, оставшегося в работе после отключения Т1, и составляет 79,88 %.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Есаулка ниже уровня  $S_{\text{ддн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т2 на ПС 110 кВ Есаулка расчетный объем ГАО составит 12,96 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении Т2 рекомендуется замена существующего трансформатора Т1 на трансформатор мощностью не менее 24,96 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

#### ПС 110 кВ Лазурная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Лазурная за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 16,94 МВА. При отключении Т2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 90,57 % от  $S_{\text{ддн}}$ . При отключении Т1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 44,91 %.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,8 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,169.

При аварийном отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 9,02 МВА на другие центры питания.

С учетом перевода нагрузки при отключении Т2 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 42,34 % от  $S_{\text{ддн}}$ . При отключении Т1 нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 не превышает  $S_{\text{ддн}}$  и составляет 67,75 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

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

суммарной максимальной мощностью 10,75 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,14 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 16,94 + 1,14 + 0 - 9,02 = 9,06 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 9,02 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т1 ПС 110 кВ Лазурная, оставшегося в работе после отключения Т2, и составляет 48,44 % от  $S_{\text{ддн}}$ . Суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 9,02 МВА не превышает  $S_{\text{ддн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т2 ПС 110 кВ Лазурная, оставшегося в работе после отключения Т1, и составляет 77,51 % от  $S_{\text{ддн}}$ .

С учетом вышеизложенного, необходимость выполнения мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Лазурная с заменой трансформатора Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА отсутствует.

#### ПС 110 кВ Харлуши.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка на ПС 110 кВ Харлуши за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 12,49 МВА. При отключении Т2 (Т1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 (Т2) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 68,73 %.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т1 и Т2 при ТНВ -4,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,175.

При аварийном отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 1,38 МВА на другие центры питания.

В соответствии с информацией ПАО «Россети Урал» возможен перевод нагрузки в объеме 1,233 МВА с ПС 110 кВ Есаулка на ПС 110 кВ Харлуши.

С учетом перевода нагрузки при отключении Т2 (Т1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 (Т2) превышает  $S_{\text{ддн}}$  на величину до 66,74 %.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,23 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,98 МВА).

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 12,49 + 0,98 + 1,233 - 1,38 = 13,32 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими

договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 1,38 МВА и перевода нагрузки с других центров питания в объеме 1,233 МВА превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т1 (Т2) ПС 110 кВ Харлуши, оставшегося в работе после отключения Т2 (Т1), на величину до 79,99 % (без ТП превышение до 66,74 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Харлуши ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения Т1 (Т2) на ПС 110 кВ Харлуши расчетный объем ГАО составит 5,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного трансформатора рекомендуется замена существующих трансформаторов Т1 и Т2 на трансформаторы мощностью не менее 13,32 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  $2 \times 6,3$  МВА на  $2 \times 16$  МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 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 2026–2031 годы**

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

В таблице 12 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Челябинской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 12 – 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	Электроснабжение ЭПУ (ПС 110 кВ 11)	ПАО «ММК», Управление капитального строительства	9,1	58,9	110	2031	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	2026	ПС 220 кВ АМЕТ
Более 10 МВт							
3	ПС 220 кВ Архангельская	АО «Транснефть-Урал»	0,0	48,3	220	2027	ПС 500 кВ Шагол ПС 220 кВ Чебаркуль
4	ООО «ММК-ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРК» (ПС 110кВ 109)	ООО «ММК-ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРК»	0,0	40,0	110	2025	ПС 220 кВ 60 ПС 110 кВ 37
5	Цинковый электролизный завод (ПС 110 кВ Никель)	ООО «Полимет Инжиниринг»	40,0	40,0	110	2025	ПС 110 кВ Уфалей
6	ПАО «ММК». Комплекс установки разделения воздуха АКАр-60/60 кислородного цеха	ПАО «ММК»	0,0	39,0	35	2025	Магнитогорская ТЭЦ
7	Центр обработки данных (ПС 110 кВ Дизельная)	ООО «ТМК Энергоресурс»	15,0	35,0	110	2025	Троицкая ГРЭС
8	Коммунально-складская база	ООО «Челябинск-СпецГражданСтрой»	0,0	25,0	110	2025	Челябинская ТЭЦ-1 ПС 110 кВ Пластмасс

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	ПАО «ММК» (Цех комплекса установки разделения воздуха кислородного цеха)	ПАО «ММК»	0,0	24,0	10	2025	ПС 110 кВ 64
10	Литейный комплекс	ООО «МРК»	25,4	24,0	10	2026	ПС 110 кВ 81
11	ПАО «ММК». (Коксовая батарея) (ПС 110 кВ 15)	ПАО «ММК»	0,3	20,079	110	2025	ПС 220 кВ 60 ПС 110 кВ 11
12	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
13	Производственное здание	ООО «СЛК Цемент»	25,4	18,0	6	2026	ПС 110 кВ Первомайка
14	ПС 110 кВ Енисейская	ИП Левин Д.О.	0,0	14,2	110	2025	Челябинская ТЭЦ-1 ПС 110 кВ Чурилово/т
15	Общественно-деловой центр	ХП «Конгресс-Холл»	0,0	10,575	10	2026	ПС 110 кВ Массивная
16	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академ. Е.И. Забабахина» (расширение производства) (ПС 110 кВ Новая)	ФГУП «РФЯЦ-ВНИИТФ им. академ. Е.И. Забабахина»	14,0	10,0	110	2030	ПС 110 кВ Курчатовская ПС 110 кВ Светлая

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области на период 2026–2031 годов, представлен в таблице 13.

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	38753	39493	40797	41568	42252	42580	42993
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	740	1304	771	684	328	413
Годовой темп прироста, %	–	1,91	3,30	1,89	1,65	0,78	0,97

Потребление электрической энергии по энергосистеме Челябинской области прогнозируется на уровне 42993 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,54 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области прогнозируется в 2027 году и составит 1304 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 3,30 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 328 млн кВт·ч или 0,78 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Челябинской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 12.

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;
- увеличение мощности центра обработки данных ООО «ТМК Энергоресурс»;
- ростом потребления населением.

### 3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области на период 2026–2031 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	5450	5795	5865	5901	5998	6047	6139
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	345	70	36	97	49	92
Годовой темп прироста, %	–	6,33	1,21	0,61	1,64	0,82	1,52
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7111	6815	6956	7044	7044	7042	7003

Максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области к 2031 году прогнозируется на уровне 6139 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,03 %. Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 345 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 6,33 %, что обусловлено увеличением потребления мощности металлургическими предприятиями области; наименьший годовой прирост мощности прогнозируется в 2028 году и составит 36 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,61 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 7003 ч/год.

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

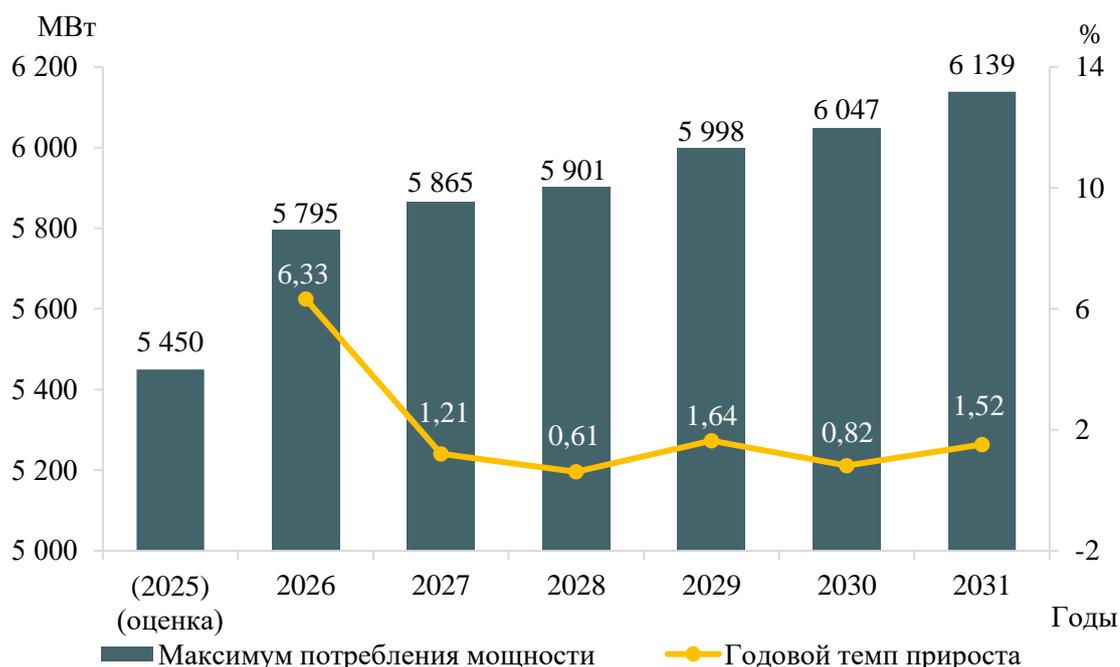


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Челябинской области и годовые темпы прироста

### 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 2025 году составляют 20 МВт, в период 2026–2031 годов – 747 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме Челябинской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	20	–	664	83	–	–	–	747
ТЭС	20	–	664	83	–	–	–	747

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области в 2025 году ожидаются в объеме 34,4 МВт на ТЭС. В период 2026–2031 годов вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях предусматриваются в объеме 26,9 МВт на ТЭС.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Челябинской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Челябинской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	34,4	26,9	–	–	–	–	–	26,9
ТЭС	34,4	26,9	–	–	–	–	–	26,9

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Челябинской области в период 2026–2031 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 26 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области в 2031 году составит 5128,8 МВт. К 2031 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Челябинской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области представлена на рисунке 5.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	5822,9	5849,8	5211,8	5128,8	5128,8	5128,8	5128,8
ТЭС	5822,9	5849,8	5211,8	5128,8	5128,8	5128,8	5128,8

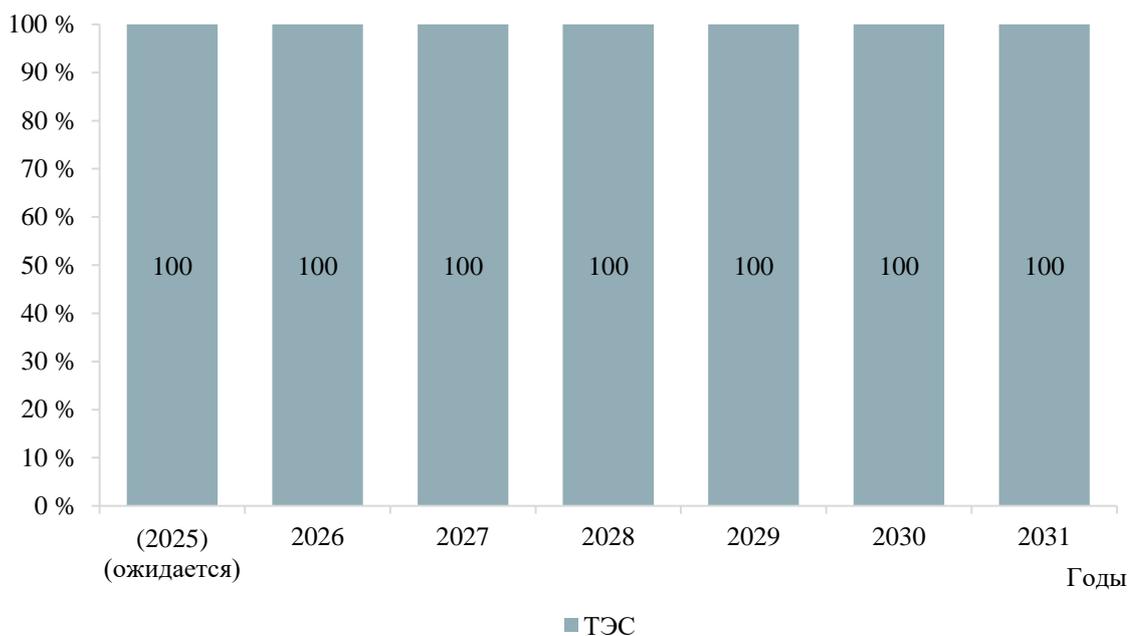


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Челябинской области

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 2025–2031 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 18.

Таблица 18 – 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	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×250	–	–	–	–	–	–	250	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Строительство ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	ПАО «Россети»	220	км	110	–	–	–	–	–	–	110	

**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 19 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 19 – 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	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
1	Строительство ПС 220 кВ Архангельская с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Транснефть-Урал»	220	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Транснефть-Урал»	АО «Транснефть-Урал»	–	48,3
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Шагол на ПС 220 кВ Архангельская ориентировочной протяженностью 62,704 км и 62,653 км	ПАО «Россети»	220	км	62,704 62,653	–	–	–	–	–	–	–	125,357				
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 Дизельная с заменой трансформатора Т-1 110/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/6 кВ мощностью 40 МВА и установкой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 40 МВА	ООО «ТМК Энергоресурс»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ТМК Энергоресурс»	ООО «ТМК Энергоресурс»	15	35
4	Реконструкция ПС 110 кВ Новая с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 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
5	Строительство ПС 110 кВ 109 с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 63 МВА	ООО «ММК-ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРК»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителя (цех производства литых стальных листопрокатных и опорных валков ООО «ММК-ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРК»)	ООО «ММК-ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРК»	–	0,5
	Строительство одной отпайки от ВЛ 110 кВ ПС 60 – ПС 37 на ПС 110 кВ 109 ориентировочной протяженностью 0,8 км	ООО «ММК-ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРК»	110	км	1×0,8	–	–	–	–	–	–	–	0,8				
	Реконструкция ПС 220 кВ 60 с установкой БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	1×50	–	–	–	–	–	–	50			0,5	39,5

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
6	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	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 «Племзавод», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», Данилов Виктор Владиславович	ООО УК «ГАММА ГРУПП», АО «Племзавод», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», Данилов Виктор Владиславович	– 0,77 1,93 –	2,5 0,66 6,455 1,512
7	Реконструкция ПС 110 кВ Никель с заменой двух трансформаторов мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА каждый и установкой третьего трансформатора мощностью 40 МВА	ООО «Полимет Инжиниринг»	110	МВА	3×40	–	–	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полимет Инжиниринг»	ООО «Полимет Инжиниринг»	40	40
	Строительство двух КВЛ 110 кВ Уфалей – Никель 1, II цепь ориентировочной протяженностью 2,2 км каждая	ПАО «Россети Урал»	110	км	2×2,2	–	–	–	–	–	–	4,4				
	Замена ошиновки 110 кВ 1 СШ, 2 СШ, обходной СШ 110 кВ и ячеек 110 кВ Никель 1, Никель 2 на ПС 110 кВ Уфалей	ПАО «Россети Урал»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х				
	Замена ошиновки 110 кВ ячейки 110 кВ В 110 кВ Мраморная 2 и ячейки 110 кВ В 110 кВ Мраморная 3 на ПС 110 кВ Уфалей	ПАО «Россети Урал»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х				
	Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 2 и участка ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 3 с образованием участка двухцепной ВЛ 110 кВ Уфалей – Мраморная № 2, № 3	ПАО «Россети Урал»	110	км	2×9	–	–	–	–	–	–	18				
8	Реконструкция ПС 110 кВ Литейная с установкой второго трансформатора 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «СТИЛ АРМОР»	110	МВА	–	–	–	25	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СТИЛ АРМОР»	ООО «СТИЛ АРМОР»	20	0 (изменение категории надежности электроснабжения)
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Кыштым – Тайгинка ориентировочной протяженностью 0,18 км	ПАО «Россети Урал»	110	км	–	–	–	0,18	–	–	–	0,18				
9	Строительство ПС 110 кВ Енисейская с установкой трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ИП Левин Дмитрий Олегович	110	МВА	16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ИП Левина Дмитрия Олеговича	ИП Левин Дмитрий Олегович	–	14,2
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Челябинская ТЭЦ-1 – Чурилово-т ориентировочной протяженностью 0,3 км	ООО «ЭТС»	110	км	0,3	–	–	–	–	–	–	0,3				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
10	Реконструкция ПС 220 кВ 60 с установкой СКРМ 220 кВ мощностью 60 Мвар	ПАО «ММК»	220	Мвар	–	1×60	–	–	–	–	–	60	Обеспечение технологического присоединения потребителя (цех литейно-кузнечного производства) СКПП ООО «МРК»	СКПП ООО «МРК»	25,4	1
															26,4	23
11	Реконструкция ПС 110 кВ Первомайка с заменой трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА и трансформатора Т-2 мощностью 31,5 МВА на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЛК Цемент»	ООО «СЛК Цемент»	25,39	18
12	Строительство ПС 110 кВ Малиновка с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ПанорамаИнвест», ООО «СЗ «Флай Плэнинг Партнерс», ООО «СЗ «АвенюИнвест», ООО «СЗ «АПРИ Флай Партнерс»	ООО «СЗ «Привилегия Партнерс-3», ООО «СЗ «Флай Плэнинг Партнерс»	–	8,145
	Строительство двух заходов ВЛ 110 кВ Шершневская – Сосновская с отпайкой на ПС Томино на ПС 110 кВ Малиновка ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ПАО «Россети Урал»	110	км	2×0,1	–	–	–	–	–	–	0,2			–	7
13	Реконструкция ПС 110 кВ Кременкуль с заменой трансформаторов Т1 и Т2 мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РВБ»	ООО «РВБ»	–	6,81

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

Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение 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 обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с заменой трансформатора Т1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	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 «Племзавод», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», Данилов Виктор Владиславович
2	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**

В рамках разработки мероприятий для исключения рисков ввода ГАО выполнение технико-экономического сравнения вариантов развития электрической сети не требуется.

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 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 мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 05.12.2024 № 28@ инвестиционной программы ПАО «Россети Урал» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Урал», утвержденную приказом Минэнерго России от 16.11.2023 № 4@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Урал» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 17.04.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

Оценка потребности в капитальных вложениях выполнена с учетом прогнозируемых индексов-дефляторов инвестиций в основной капитал, принятых на основании данных:

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России 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 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Челябинской области по годам представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Челябинской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	177,57	1853,37	1591,55	1672,49	1881,35	161,15	0,00	7337,47

## **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 [4];
- 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 РФ № 1178 [5] 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 2025 год на территории Челябинской области осуществляют свою деятельность 9 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является ПАО «Россети Урал» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 88 % 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 «Россети»;

- затраты на оплату услуг ПАО «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, рассчитанной 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 2024 год в соответствии с:

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- 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 РФ № 24 [6].

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.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 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 максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства –

---

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

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

25 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 6 лет (в случае превышения размера заемных средств уровня  $3,5 \times \text{EBITDA}$  за 2024 год – 12 лет).

Средняя процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере:

– 15 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 и 2028 годы. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 25.07.2025 величины среднегодовой ключевой ставки;

– с 2029 года средняя процентная ставка принята в размере 10 % годовых с учетом значений среднегодовой ключевой ставки в зависимости от целевых значений инфляции.

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 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – 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)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 (12) лет	6 (12) лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год постановлением Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 6.12.2024 № 93/2 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в 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>. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

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 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «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 2025 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, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 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-

---

<sup>3</sup> Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемые изменения цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2026 год и на плановый период 2027 и 2028 годов (опубликован 30.04.2025 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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 23.

Таблица 23 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,8 %	2,5 %	1,2 %	0,9 %	0,4 %	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. В случае отличия объемов капитальных вложений по годам в актуальном проекте инвестиционной программы основных ТСО от данных в утвержденной инвестиционной программе, такие отличия учитываются при оценке тарифных последствий.

За горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы основных ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы (проекта инвестиционной программы, при наличии предложений ТСО на последующие годы).

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 ТСО Челябинской области представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Челябинской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1895	1704	1558	2458	2436	2302
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России	669	25	36	156	134	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2796	2227	2028	2879	3075	2801

### 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 25 и на рисунке 6.

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 25 – 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	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	37,1	41,3	44,1	46,5	48,7	51,0
НВВ	млрд руб.	38,0	41,6	43,1	44,5	45,7	50,0
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,9	0,3	-1,0	-2,0	-3,0	-1,0
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,33	2,53	2,68	2,80	2,92	3,04
Среднегодовой темп роста	%	–	109	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,39	2,55	2,61	2,68	2,73	2,98
Среднегодовой темп роста	%	–	107	102	102	102	109

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,06	0,02	-0,06	-0,12	-0,18	-0,06

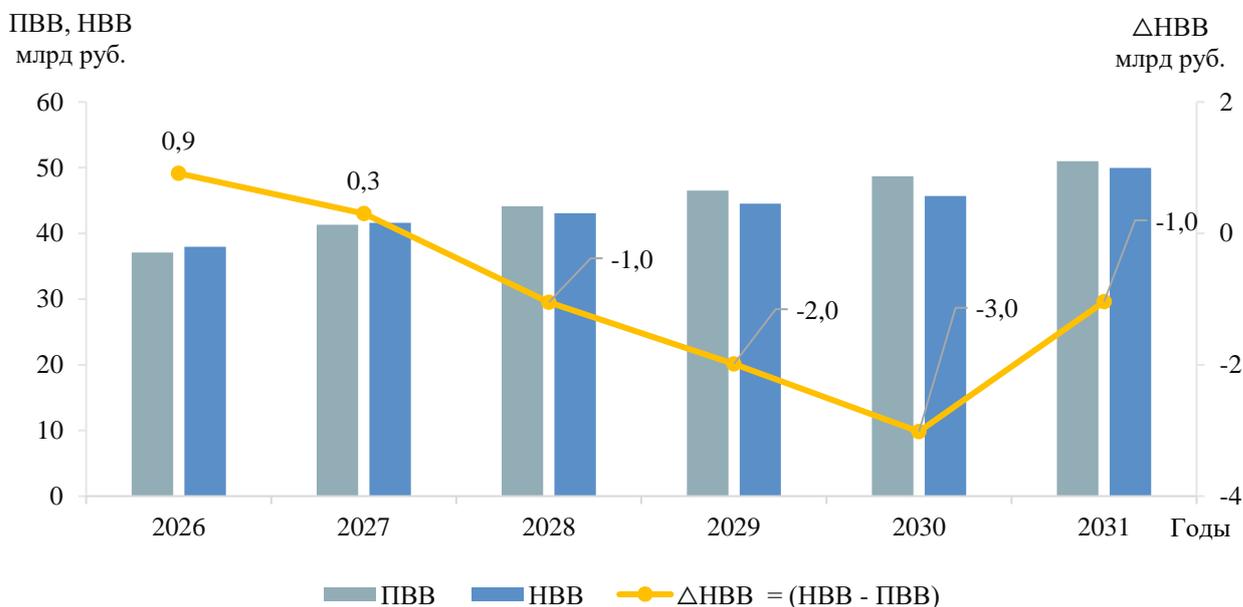


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Челябинской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 25, 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 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1), а также выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде при снижении (сценарий 2) и отсутствии (сценарий 3) роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период 2026–2031 годов составляет 9,4–41,6 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

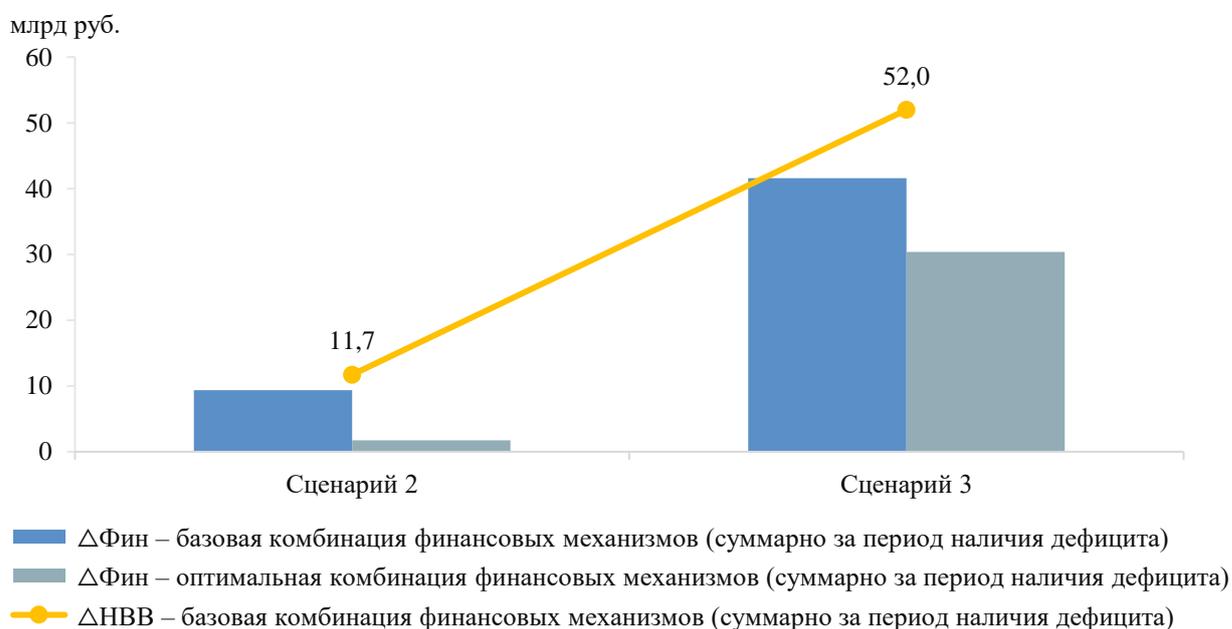


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	40 %	40 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	31 %	60 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 26), включая наиболее пессимистичный сценарий 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года), при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

## 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 2031 году в объеме 42993 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,54 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Челябинской области к 2031 году увеличится и составит 6139 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,03 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Челябинской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 6815–7044 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Челябинской области в 2031 году составит 5128,8 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 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 246,587 км, трансформаторной мощности 871,9 МВА, СКРМ суммарной мощностью 110 Мвар.

## 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: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.08.2025).

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 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.08.2025).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_471328/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/) (дата обращения: 29.08.2025).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 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: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.08.2025).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_125116/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/) (дата обращения: 29.08.2025).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 г. № 24. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_46197/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/) (дата обращения: 29.08.2025).

**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 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Энергосистема Челябинской области														
Троицкая ГРЭС	ПАО «ОГК-2»			Уголь, мазут										
		10	CLN-660-24,2/566/566		666,0	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»			Уголь, газ										
		5	ПТ-83/100-90/9		83,0	83,0	83,0	83,0						Вывод из эксплуатации в 2028 г.
		6	К-100-90		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							Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		8	Т-82/100-90/2,5		82,0	82,0	82,0							Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		9	К-200-130-1		200,0	200,0	200,0							Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		10	К-200-130-1	200,0	200,0	200,0							Вывод из эксплуатации в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	747,0	747,0	747,0	83,0						
Челябинская ТЭЦ-4	ПАО «Форвард Энерго»			Газ										
		1	ПГУ-247,5 (ГТ-1.ГТ13Е2; ПТ-1 DKZE1-1N33)		247,0	247,0	247,0	263,0	263,0	263,0	263,0	263,0	263,0	Модернизация в 2027 г.
		2	ПГУ-247,5 (ГТ-2.ГТ13Е2; ПТ-2 DKZE1-1N33)		247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	
		3	ПГУ-263 (ГТ-3.ГТ13Е2; ПТ-3 DKZE1-1N33)		263,0	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	773,5	773,5	773,5	773,5	773,5		
Челябинская ТЭЦ-2	ПАО «Форвард Энерго»			Газ										
		1	ПТ-60-130/13		60,0	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	60,0	
		3	Т-100-130		100,0	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	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										
		1	Т-180/210-130-1		180,0	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	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	Модернизация в 2027 г.
		3	ПГУ-230 (ГЗ-1. Т-60/70-6,8/0,12; ГЗ-2 ГТЭ-160)		233,0	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	603,0	603,0	603,0	603,0	603,0		
Челябинская ТЭЦ-1	ПАО «Форвард Энерго»			Газ										
		10	PG6581B		41,8	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	42,0	
		12	P-26,9-3,5/0,08				26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	26,9	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	83,8	83,8	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7	110,7		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание			
					Установленная мощность, МВт											
Аргаяшская ТЭЦ	АО «РИР»	1	T-35-90-4	Газ, уголь, мазут	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0				
		2	T-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	T-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	P-20-90/18-2		20,0									Вывод из эксплуатации в 2025 г.		
		7	ПТ-30-90/10-3		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0			
		Установленная мощность, всего			–	–	–	256,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	236,0	
Магнитогорская ТЭЦ	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	1	T-50-90	Газ, уголь	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0			
		2	T-50-90		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0			
		3	T-50-90		50,0	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	50,0			
		5	T-50-130		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0			
		6	T-50-130		50,0	50,0	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»	2	П-25-2,9/1,3-2	Газ, уголь	25,0	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	35,0			
		4	P-10-6,4/2,6		10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0			
		5	T-25-9,0/0,1		25,0	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	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	60,0			
		8	P-12-2,9/0,1		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
		9	P-12-8,8/1,8		12,0	12,0	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	
		Магнитогорская ЦЭС	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»		1	ПТ-12-35/10М	Газ	12,0	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	12,0			
3	ПТ-30-2,9			40,0	40,0	40,0		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0			
4а	P-6-35/3М			6,0	6,0	6,0		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0			
4б	P-6-35/3М			6,0	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	25,0	25,0		
6	T-42/50-2,8			42,8	42,8	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	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	40,0	40,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	208,8	208,8	208,8	208,8	208,8	208,8	208,8	208,8				

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
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	
Тургорская 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 УралАЗ	АО «АЗ «Урал» и АО «УралАЗ-Энерго»			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 Магnezит	ПАО «Комбинат «Магnezит»			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	6,0
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
ПВЭС-1	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ									
		1	Р-6-35/10М-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АР-4-35/15М		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, дизельное топливо									
		1	ПГУ-420 (SGT-4000F, SST5-		422,1	422,1	422,1	422,1	422,1	422,1	422,1	422,1	
		2	ПГУ-420 (SGT-4000F, SST5-		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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ПСЦ ММК	ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»			Газ									
		1	P-4-35/15M		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	ST3-VE32A		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	
		3	ST3-VE32A		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 «Уральская кузница»			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	
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	АО «Трансэнерго»			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	
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	CAT G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	CAT G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	CAT G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	CAT G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	CAT G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		6	CAT G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		7	CAT G3520E		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		8	CAT 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	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ТЭЦ Вишневогорский ГОК	ООО «Торговый дом Вишневогорский ГОК»			Газ									
		1	G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	G3516		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		3	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	P-4-2,1-0,3		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	P-4-2,1-0,3		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	OP-2,5-15/6		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
		4	OP-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	CAT CG 260-16 Marelli MJH 800 MC6		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	CAT CG 260-16 Marelli MJH 800 MC6		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	17,2
Установленная мощность, всего		–	–	–		17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	
ГПЭС Карабаш-1	ООО «Капитал-Сити»			Газ									
		1	CAT CG 260-16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	CAT CG 260-16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		3	CAT CG 260-16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		4	CAT CG 260-16		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	9,4	
		2	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		3	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		4	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		5	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		6	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		7	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		8	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		9	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		10	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
		11	Rolls-Royce B35:40V20AG2	Газ	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4		
		12	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		13	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		14	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		15	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		16	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		17	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		18	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		19	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		20	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		21	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
		22	Rolls-Royce B35:40V20AG2		9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	
Установленная мощность, всего		-	-	-	207,1	207,1	207,1	207,1	207,1	207,1	207,1	207,1		
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	4,0	
		2	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		4	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		6	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		8	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		10	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		12	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		14	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		16	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		18	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		20	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0	
		22	CAT CG 260-16		4,0	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	4,0		
Установленная мощность, всего		-	-	-	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
ГПЭС Варненская	ООО «Капитал-Сити»			Газ										
		1	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		2	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		3	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		4	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		5	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		6	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		7	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		8	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		9	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		10	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		11	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		12	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		13	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		14	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		15	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		16	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		17	MWM TCG 2032V16		4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	
		18	MWM TCG 2032V16	4,3	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		
ГПЭС ЧТПЗ	ООО «Агреко-Евразия»			Газ										
		1	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		3	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		5	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		7	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		9	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		11	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		13	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		15	QSK60 Gas		1,1	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	1,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9		
ГПЭС Первомайская	ООО «Агреко-Евразия»			Газ										
		1	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		3	QSK60 Gas		1,1	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	1,1	
		5	QSK60 Gas		1,1	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	1,1		
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
					Установленная мощность, МВт									
ГПЭС Карабаш-2	ООО «Капитал-Сити»			Газ										
		5, 6	MWM GmbH A Caterpillar Company CG 260-16		8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6		
		7-9	Caterpillar Energy Solutions GmbH TCG 2032		12,9	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	17,2	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–		17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2	17,2		
Газопоршневая электростанция МЭК	ООО «Магнитогорская энергетическая компания»			Газ										
		ГПА-1	18V34SG		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		ГПА-2	18V34SG		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		ГПА-3	18V34SG		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		ГПА-4	18V34SG		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	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>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×250	–	–	–	–	–	–	250	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	6029,07	6029,07
2			Строительство ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км.	ПАО «Россети»	220	км	110	–	–	–	–	–	–	110	–			
3	Челябинской области	Челябинская область	Реконструкция ПС 110 кВ Есаулка с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Урал»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	2026 <sup>3)</sup>	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.	921,69	888,11

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
4	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	328,60	328,60

Примечания

1<sup>1)</sup> Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР ЭЭС России), начиная с которого на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети выявлена необходимость выполнения мероприятия (постановки под напряжение объектов электросетевого хозяйства либо ввода в работу вторичного оборудования, предусмотренных мероприятием), направленного на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетической системы, повышение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии, исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации. Если такая необходимость выполнения мероприятия была определена в период, предшествующий году разработки СиПР ЭЭС России, но мероприятие не было выполнено, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России. В отношении мероприятий, необходимый год реализации которых был предусмотрен в году разработки СиПР ЭЭС России в соответствии с утвержденными Минэнерго России СиПР ЭЭС России предшествующего среднесрочного периода, в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2<sup>2)</sup> Планируемый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки СиПР ЭЭС России, в котором планируется осуществить комплексное опробование линий электропередачи и (или) основного электротехнического оборудования подстанций с подписанием соответствующего акта комплексного опробования оборудования, определенный в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, а также в решениях, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках согласительных совещаний процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3<sup>3)</sup> Планируемый год реализации может быть уточнен по результатам процедуры утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России.