ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

СВОДНЫЙ ОТЧЕТ ПО ЕЭС РОССИИ

СОДЕРЖАНИЕ

1 Описание энергосистемы 8
1.1 Основные внешние электрические связи 8
1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей 10
1.3 Фактический объем производства электрической энергии электростанциями в ретроспективный период 11
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период 12
1.5 Фактические вводы, демонтажи генерирующего оборудования, ЛЭП и трансформаторов 220 кВ и выше в ретроспективном периоде 25
2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, для которых по результатам технико-экономического обоснования определена необходимость реализации мероприятий по строительству, реконструкции генерирующего оборудования или развитию электрической сети 220 кВ и выше 34
3 Прогноз потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России и синхронным зонам 44
3.1 Основные социально–экономические показатели 44
3.2 Сводная прогнозная информация по потреблению электрической энергии и мощности 46
4 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности 55
4.1 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности в ретроспективном периоде 55
4.2 Прогнозные показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности 56
5 Описание перспективного развития генерирующих мощностей ЕЭС России и синхронных зон 59
5.1 Основные объемы и структура выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях 59
5.2 Основные объемы и структура вводимого генерирующего оборудования на электростанциях 60
5.3 Основные объемы и структура реконструкции генерирующего оборудования на электростанциях 64
6 Результаты расчетов балансовой надежности 65
7 Прогнозные балансы электрической энергии и мощности по ЕЭС России и синхронным зонам 70
7.1 Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования 70
7.2 Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней величине выработки ГЭС 86
8 Анализ изменения структуры генерации 89

9 Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики ЕЭС России и синхронных зон, включающий потребность тепловых электростанций ЕЭС России и синхронных зон в органическом топливе на среднесрочный период 91
10 Предложения по комплексным техническим решениям, направленным на повышение эффективности функционирования ЭЭС России и на ликвидацию прогнозных дефицитов электрической энергии и мощности, включающие общую характеристику проблем ЭЭС России, требующих комплексного подхода к разработке технических решений. Технико-экономического обоснования комплексных технических решений, направленных на повышение эффективности функционирования ЭЭС России 93
10.1 Комплексное техническое решение по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей на территории г. Москвы и Московской области 93
10.2 Результаты оценки увеличения пропускной способности электрической сети в направлении из ОЭС Урала в западную часть ЕЭС России и экономический эффект для энергосистемы при вводе в работу фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС 95
11 Предложения по развитию магистральных электрических сетей 96
11.1 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежности функционирования ЕЭС России 96
11.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой национальной (общероссийской) электрической сети 100
11.3 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к Единой национальной (общероссийской) электрической сети 102
12 Информация о развитии устройств и комплексов релейной защиты и автоматики 105
13 Оценка экономических последствий реализации технических решений, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетических систем России 114
13.1 Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России и синхронных зон в прогнозных ценах 114
13.2 Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше в прогнозных ценах 115
13.3 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в магистральной сети 116

13.3.1 Основные подходы 116
13.3.2 Исходные допущения 117
13.3.3 Результаты оценки тарифных последствий 122
13.3.4 Оценка чувствительности экономических условий 124
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 126
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 128
ПРИЛОЖЕНИЕ А Балансовые показатели по синхронным зонам, территориальным энергосистемам, входящим в ЕЭС России 129
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Перечень планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России на период 2024–2029 годов 135
ПРИЛОЖЕНИЕ В Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежности функционирования ЕЭС России 182
ПРИЛОЖЕНИЕ Г Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой национальной (общероссийской) электрической сети 190
ПРИЛОЖЕНИЕ Д Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к Единой национальной (общероссийской) электрической сети 197
ПРИЛОЖЕНИЕ Е Перечень реализуемых и перспективных проектов по реновации объектов электросетевого хозяйства Единой национальной (общероссийской) электрической сети 226

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АОСН	–	автоматика ограничения снижения напряжения
АПНУ	–	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АРПМ	–	автоматика разгрузки при перегрузке по мощности
АТ	–	автотрансформатор
АТГ	–	автотрансформаторная группа
АЭС	–	атомная электростанция
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВВП	–	валовой внутренний продукт
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВО; ОВ	–	обходной выключатель
ВОЛС	–	волоконно-оптическая линия связи
ВЧ	–	высокочастотный
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГА	–	гидроагрегат
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТУ	–	газотурбинная установка
ГТЭС	–	газотурбинная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДАР	–	дополнительная автоматическая разгрузка
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИПР	–	инвестиционная программа развития
ИРМ	–	источник реактивной мощности
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	–	контролируемое сечение
ЛАПНУ	–	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации

Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЗП	–	осенне-зимний период
ОН	–	отключение нагрузки
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПОр	–	пусковой орган
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПЭС	–	приливная электростанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РЗ	–	релейная защита
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РП	–	(электрический) распределительный пункт
РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
СД	–	синхронный двигатель
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СН	–	среднее напряжение
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
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
СЭС	–	солнечная электростанция
т у.т.	–	тонна условного топлива
ТГ	–	турбогенератор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УВ	–	управляющее воздействие
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УОН	–	устройство отключения нагрузки
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ФОЛ	–	фиксация отключения линии электропередачи
ФОСШ	–	фиксация отключения системы (секции) шин
ФСМ	–	фиксация сброса мощности
ШР	–	шинный разъединитель
ЭС	–	электроэнергетическая система, энергосистема
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)

1 Описание энергосистемы

1.1 Основные внешние электрические связи

Перечень существующих межгосударственных связей ЕЭС России напряжением 110 (150) кВ и выше представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Межгосударственные электрические связи ЕЭС России напряжением 110 (150) кВ и выше

Энергосистемы	Электросетевой объект
ЕЭС России – Страны Балтии	ВЛ 330 кВ Псков – Тарту (Л-358)
	ВЛ 330 кВ Балти – Кингисеппская №2 (Л-373)
	КВЛ 330 кВ Балти – Кингисеппская (Л-374)
	ВЛ 330 кВ Великорецкая – Резекне (Л-309)
	ВЛ 330 кВ Битенай – Советск–330 №1 (ВЛ-325)
	ВЛ 330 кВ Битенай – Советск–330 №2 (ВЛ-326)
	ВЛ 330 кВ Круонио ГАЭС – Советск–330 (ВЛ-447)
	ВЛ 110 кВ О-5 Советск – Пагегяй (Л-104)
	ВЛ 110 кВ О-5 Советск – Пагегяй (Л-105)
	ВЛ 110 кВ О-15 Нестеров – Кибартай (Л-130)
ЕЭС России – Беларусь	ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Белорусская (Л-707)
	ВЛ 330 кВ Витебск – Талашкино (ВЛ 349)
	ВЛ 330 кВ Рославль – Кричев (ВЛ 439)
	ВЛ 330 кВ Полоцк –Новосокольники (Л 345)
	ВЛ 110 кВ Рудня – Лиозно
	ВЛ 110 кВ Гомель – Новозыбково с отпайками на ПС Закопытье I цепь
	ВЛ 110 кВ Гомель – Новозыбково с отпайками II цепь
	ВЛ 110 кВ Гомель – Индуктор с отпайками
	ВЛ 110 кВ Светиловичи – Красная Гора
ЕЭС России – Грузия	ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасиони)
	ВЛ 110 кВ Эзминская ГЭС – Ларси ГЭС (ВЛ 110 кВ Дарьяли)
ЕЭС России – Абхазия	ВЛ 220 кВ Псоу – Бзыби (ВЛ Салхино)
	КВЛ 110 кВ Псоу – Леселидзе (ВЛ 110 кВ Накадули)
ЕЭС России – Азербайджан	ВЛ 330 кВ Дербент – Хачмаз
	ВЛ 110 кВ Белиджи – Ялама (ВЛ 110 кВ Яламинская)
ЕЭС России – Южная Осетия	КВЛ 110 кВ Северный Портал – Джава (Л 129)
	КВЛ 110 кВ Северный Портал – Нижний Рук
ЕЭС России – Казахстан	ВЛ 500 кВ Балаковская АЭС – Степная (включена на 220 кВ)
	ВЛ 500 кВ Костанайская – Челябинская (Л-1103) (в габаритах 1150 кВ)
	ВЛ 500 кВ Троицкая ГРЭС – Сокол
	ВЛ 500 кВ Ириклинская ГРЭС – Житикара
	ВЛ 500 кВ Курган – Аврора
	ВЛ 500 кВ Экибастузская – Алтай
	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Рубцовская
	ВЛ 500 кВ Рубцовская – Усть-Каменогорская
	ВЛ 500 кВ Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая
	ВЛ 500 кВ ЕЭК – Иртышская
	ВЛ 500 кВ Аврора – Таврическая
	ВЛ 220 кВ Степная – Южная
	ВЛ 220 кВ Кинельская – Уральская с отпайкой на ПС Южная
	ВЛ 220 кВ Троицкая ГРЭС – Приуральская

Энергосистемы	Электросетевой объект
	ВЛ 220 кВ Аврора – Макушино
	ВЛ 220 кВ Новотроицкая – Ульке
	ВЛ 220 кВ Орская – Актюбинская
	ВЛ 220 кВ Орская – Кимперсай
	ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская (224)
	ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская (225)
	ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль (222)
	ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово (223)
	ВЛ 110 кВ Озинки – Семиглавый Мар
	ВЛ 110 кВ Литейная – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново-Т
	ВЛ 110 кВ Мамлютка – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново-Т
	ВЛ 110 кВ Железное – Большое Приютное
	ВЛ 110 кВ Акбулакская – Яйсан
	ВЛ 110 кВ Илекская – Месторождение
	ВЛ 110 кВ Киембай – Щербаковская с отпайкой на ПС Союзная
	ВЛ 110 кВ Соль-Илецкая – Чингирлау
	ВЛ 110 кВ Бускуль-т – Саламат-т
	ВЛ 110 кВ Магнай-т – Саламат-т
	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Еманкино-т
	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Магнай-т
	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПП Юнино
	ВЛ 110 кВ Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПП Юнино
	ВЛ 110 кВ Маралды – Кулунда (Л-125)
	ВЛ 110 кВ Щербакты – Кулунда (Л-126/1)
	ВЛ 110 кВ Павлодарская – Кулунда (в габаритах 220 кВ)
	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент № 1
	ВЛ 110 кВ Горняк – Жезкент № 2
	ВЛ 110 кВ Кайсацкая – Джаныбек с отпайками
	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Сайхин
	ВЛ 110 кВ Верхний Баскунчак – Суюндук
	ВЛ 110 кВ Бзанская – Чертомбай с отпайками на ПС ГНСВ
	ВЛ 110 кВ Бузанская – ГНСВ
	ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная[1)]
	ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба[1)]
	ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная[1)]
	ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ[1)]
ЕЭС России – Финляндия	ВЛ 400 кВ Выборгская – Кюми (ЛЛн-1)
	ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликкяля (ЛЛн-2)
	ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликкяля (ЛЛн-3)
	ВЛ 110 кВ Светогорская ГЭС – Иматра (ВЛ 110 кВ Иматра-1)
	ВЛ 110 кВ Кайтакоски ГЭС-4 – Ивало (Л-82)
ЕЭС России – Норвегия	ВЛ 150 кВ Борисоглебская ГЭС-8 – Киркенес (Л-225)
ЕЭС России – Монголия	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан I цепь (СД-257)
	ВЛ 220 кВ Селендума – Дархан II цепь (СД-258)
	ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом I цепь (С-457) (в габаритах 220 кВ)
	ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом II цепь (С-458) (в габаритах 220 кВ)

Энергосистемы	Электросетевой объект
ЕЭС России – КНР	ВЛ 500 кВ Амурская – Хэйхэ
	ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь I цепь
	ВЛ 220 кВ Благовещенская – Айгунь II цепь
	ВЛ 110 кВ Благовещенская – Хэйхэ (в габаритах 220 кВ)

Примечание – [1)] По условиям договора о параллельной работе электроэнергетических систем включение по ВЛ 110 кВ Троицкая ГРЭС – Станционная, ВЛ 110 кВ Карталы районная – Кара-Оба, ВЛ 110 кВ Пригородная – Восточная и ВЛ 110 кВ Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ не производится: разъединители и выключатели отключены и опломбированы.

1.2 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2023 составила 247601,8 МВт, в том числе: АЭС – 29543,0 МВт, ГЭС – 48765,5 МВт, ГАЭС – 1340,0 МВт, ТЭС – 163539,4 МВт, ВЭС – 2298,4 МВт, СЭС – 2115,5 МВт.

Структура и изменения установленной мощности электростанций ЕЭС России и синхронных зон с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), выводу из эксплуатации за отчетный год, приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций ЕЭС России и синхронных зон, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар-кировка	Прочие изменения	
ЕЭС России, всего	246590,9	1610,7	972,2	211,5	160,9	247601,8
АЭС	29543,0	–	–	–	–	29543,0
ГЭС	48614,8	26,4	–	124,3	–	48765,5
ГАЭС	1340,0	–	–	–	–	1340,0
ТЭС	163097,1	1172,0	972,2	87,2	155,3	163539,4
ВЭС	2035,4	262,4	–	–	0,6	2298,4
СЭС	1960,6	149,9	–	–	5,0	2115,5
в том числе:						
1-я синхронная зона	235324,8	1608,2	945,5	211,5	160,9	236359,9
АЭС	29543,0	–	–	–	–	29543,0
ГЭС	43997,3	26,4	–	124,3	–	44148,0
ГАЭС	1340,0	–	–	–	–	1340,0
ТЭС	156448,5	1169,5	945,5	87,2	155,3	156915,0
ВЭС	2035,4	262,4	–	–	0,6	2298,4
СЭС	1960,6	149,9	–	–	5,0	2115,5
2-я синхронная зона	11266,1	2,5	26,7	–	–	11241,9
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС	4617,5	–	–	–	–	4617,5
ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	6648,6	2,5	26,7	–	–	6624,4
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

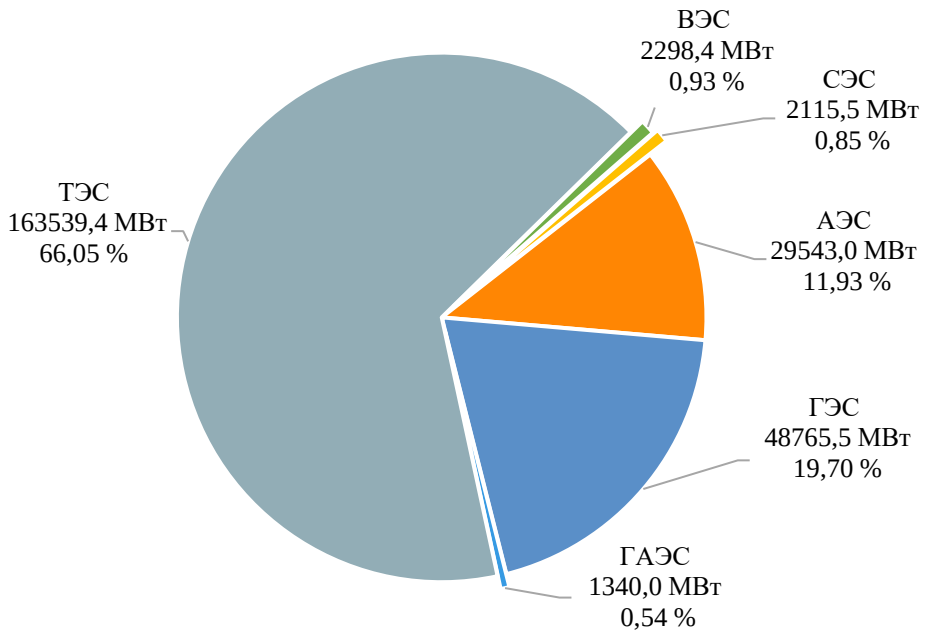

Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России по состоянию на 01.01.2023

1.3 Фактический объем производства электрической энергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии в ЕЭС России в 2022 году составило 1121607,8 млн кВт·ч, в том числе на АЭС – 223369,8 млн кВт·ч, ГЭС, ГАЭС – 192188,0 млн кВт·ч, ТЭС – 697935,3 млн кВт·ч, ВЭС – 5561,9 млн кВт·ч, СЭС – 2552,9 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии за период 2018–2022 годов по ЕЭС России и синхронным зонам приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях ЕЭС России и синхронных зон за период 2018–2022 годов, млн кВт·ч

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Производство электрической энергии ЕЭС России, всего	1070922,2	1080555,4	1047031,5	1114548,0	1121607,8
АЭС	204356,9	208773,3	215682,1	222244,8	223369,8
ГЭС, ГАЭС	183759,8	190295,4	207416,3	209519,8	192188,0
ТЭС	681829,3	679881,0	620566,8	676908,0	697935,3
ВЭС	217,8	320,8	1384,1	3621,7	5561,9
СЭС	758,4	1284,9	1982,3	2253,8	2552,9
в том числе:					
Производство электрической энергии 1-й синхронной зоны, всего	1033277,4	1036736,2	1003132,2	1067605,0	1072431,1
АЭС	204356,9	208773,3	215682,1	222244,8	223369,8
ГЭС, ГАЭС	171830,4	173707,1	190456,9	190284,4	172546,6
ТЭС	656113,9	652650,1	593626,8	649200,3	668400,0
ВЭС	217,8	320,8	1384,1	3621,7	5561,9
СЭС	758,4	1284,9	1982,3	2253,8	2552,9
Производство электрической энергии 2-й синхронной зоны, всего	37644,7	43819,3	43899,4	46943,1	49176,7

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС, ГАЭС	11929,4	16588,3	16959,4	19235,4	19641,4
ТЭС	25715,4	27231,0	26940,0	27707,6	29535,3
ВЭС	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–

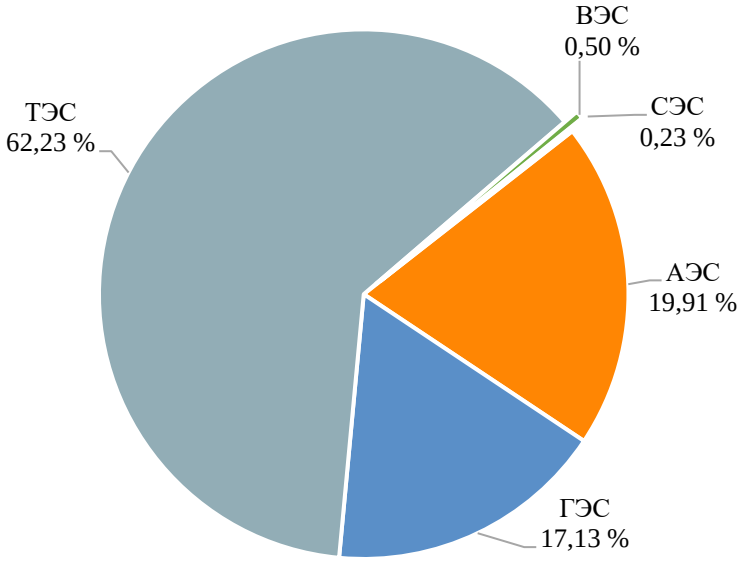

Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии ЕЭС России в 2022 году

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

В 2022 году потребление электрической энергии по ЕЭС России составило 1106370 млн кВт·ч, превысив объем потребления 2021 года на 15933 млн кВт·ч или на 1,46 %.

В 2022 году максимум потребления мощности ЕЭС России зафиксирован 13 января при среднесуточной ТНВ по территории ЕЭС России -14,5 °С и составил 158864 МВт, что ниже фактического значения 2021 года на 2554 МВт или на 1,58 %. Среднесуточная ТНВ на день прохождения годового максимума потребления мощности ЕЭС в 2022 году была выше на 1,2 °С. Одним из основных факторов снижения значения максимума потребления мощности по ЕЭС России в целом является температурный режим в период прохождения максимума потребления мощности.

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России за период 2018–2022 годов, а также максимумы потребления мощности в ОЗП приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1055559	1059362	1033720	1090437	1106370	
Годовой темп прироста, %	1,51	0,36	-2,42	5,49	1,46	
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	1052853	1056769	1031082	1087774	1103721	
Годовой темп прироста, %	1,52	0,37	-2,43	5,50	1,47	
Максимум потребления мощности, МВт	151877	151661	150436	161418	158864	
Годовой темп прироста, %	0,47	-0,14	-0,81	7,30	-1,58	
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6932	6970	6854	6739	6948	
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм чч:мм	24.12 17:00	24.01 10:00	25.11 17:00	24.12 11:00	13.01 10:00	
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,5	-15,3	-13,1	-15,7	-14,5	
ОЗП	2017–2018 гг.	2018–2019 гг.	2019–2020 гг.	2020–2021 гг.	2021–2022 гг.	2022–2023 гг.
Максимум потребления мощности ОЗП, МВт	151615	151877	148078	155273	161418	163520
Прирост к прошлому ОЗП, %	0,29	0,17	-2,50	4,86	3,96	1,01
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм чч:мм	25.01.2018 10:00	24.12.2018 17:00	26.11.2019 17:00	21.01.2021 10:00	24.12.2021 11:00	10.01.2023 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-17,2	-15,5	-8,8	-17,2	-15,7	-19,7

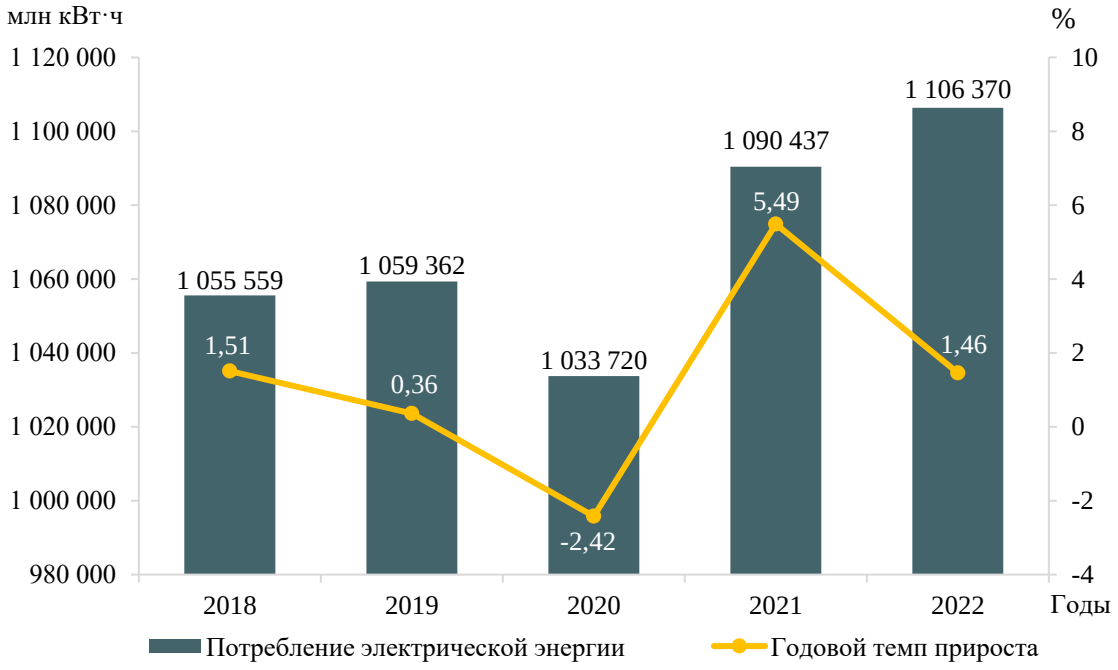

Рисунок 3 – Потребление электрической энергии ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2018–2022 годов

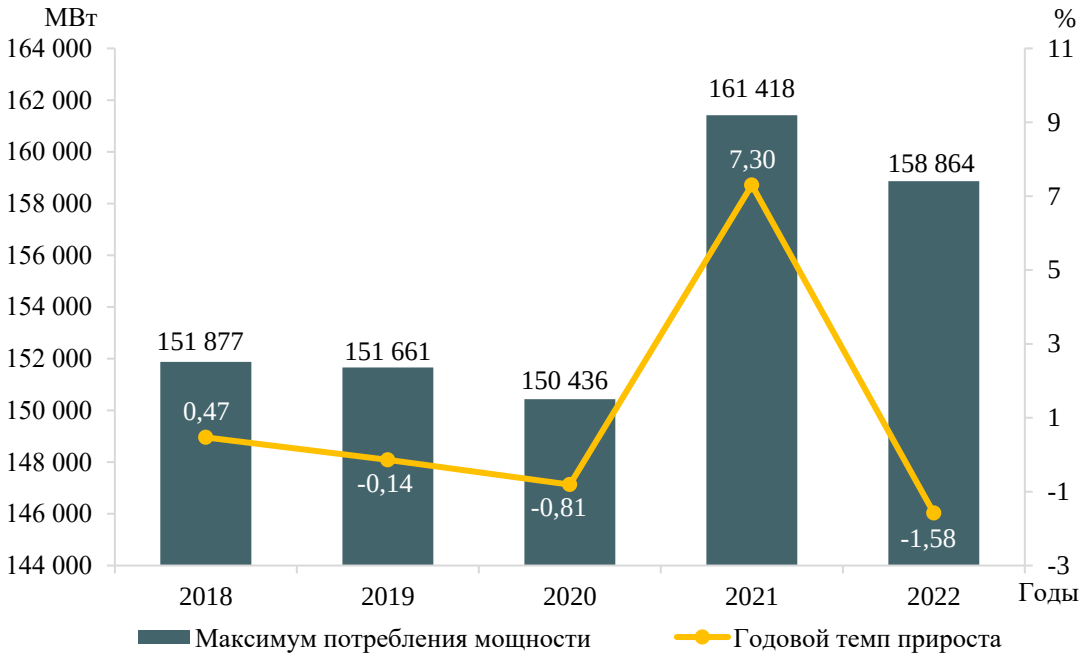

Рисунок 4 – Максимум потребления мощности ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2018–2022 годов

Объем потребления электрической энергии ЕЭС России за период 2018–2022 годов увеличился на 66490 млн кВт·ч и составил в 2022 году 1106370 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,25 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,49 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,42 %.

За рассматриваемый период потребление электрической энергии ЕЭС России характеризуется тенденциями, отражающими особенности социально-экономического развития регионов России. Отрицательная динамика потребления в 2020 году обусловлена введенными ограничительными мерами в результате сложившейся эпидемиологической ситуации и падением мирового спроса на энергоресурсы. Существенный прирост потребления электрической энергии в 2021 году связан с начавшимся восстановительным ростом экономики после отмены пандемийных ограничений.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности ЕЭС России вырос на 7694 МВт и составил 158864 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,00 %. Максимум потребления мощности ЕЭС России в рассматриваемый отчетный период наблюдался как в утренние, так и в вечерние часы. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2021 году и составил 7,30 %. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2022 году и составило 1,58 %.

Основными причинами увеличения потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России в 2021 году явились отмена карантинных ограничений и новые соглашения ОПЕК+, членом которой является и Российская Федерация, по объемам добычи нефти. Снижение этих показателей в 2022 году обусловлено более высокой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности.

Одним из основных факторов изменения значения максимума потребления мощности по ЕЭС России также является температурный режим наружного воздуха в зимний период.

Годовой режим потребления электрической энергии ЕЭС России характеризуется высокой плотностью. За рассматриваемый ретроспективный период число часов использования максимума потребления мощности изменялось в диапазоне 6739–6948 ч/год.

На рисунке 5 представлены годовые графики месячного максимума потребления мощности ЕЭС России за период 2018–2022 годов.

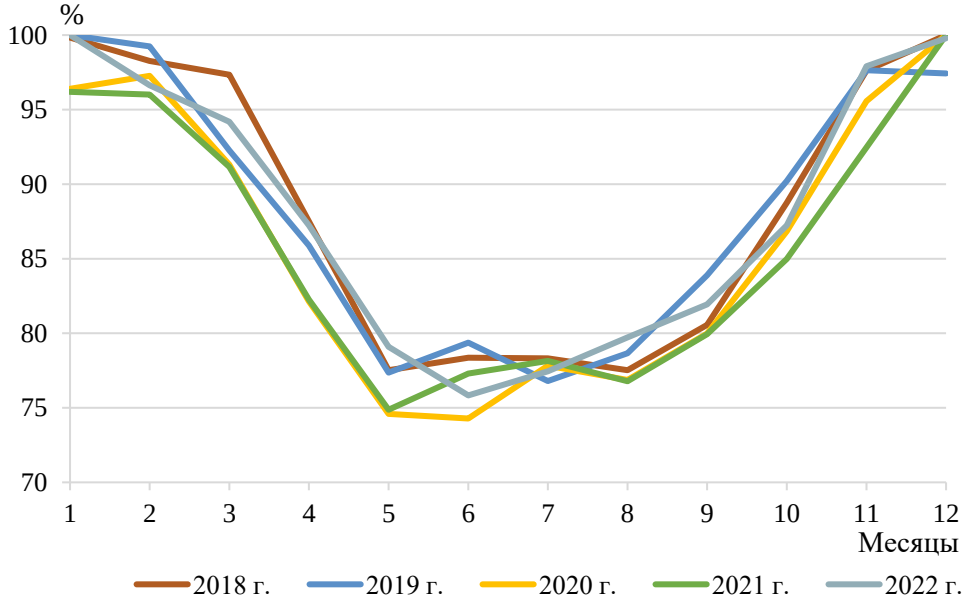

Рисунок 5 – Годовые графики месячного максимального потребления мощности ЕЭС России за период 2018–2022 годов

Годовая неравномерность за период 2018–2022 годов изменялась в диапазоне 74,3–77,5 %. Как видно из рисунка 5, наибольшая неравномерность за рассматриваемый отчетный период зафиксирована в 2020 году. Наиболее плотный годовой режим наблюдается в 2018 году с неравномерностью 77,5 %.

На рисунке 6 представлена динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности ЕЭС России за январь, февраль, ноябрь и декабрь 2018–2022 годов. Как видно из рисунка 6, наиболее низким ТНВ соответствуют более высокие значения максимумов потребления мощности. Помимо значения ТНВ в день прохождения максимума на величину потребления мощности большое влияние оказывает и эффект продолжительности периода устойчивых экстремальных (низких или высоких) температур.

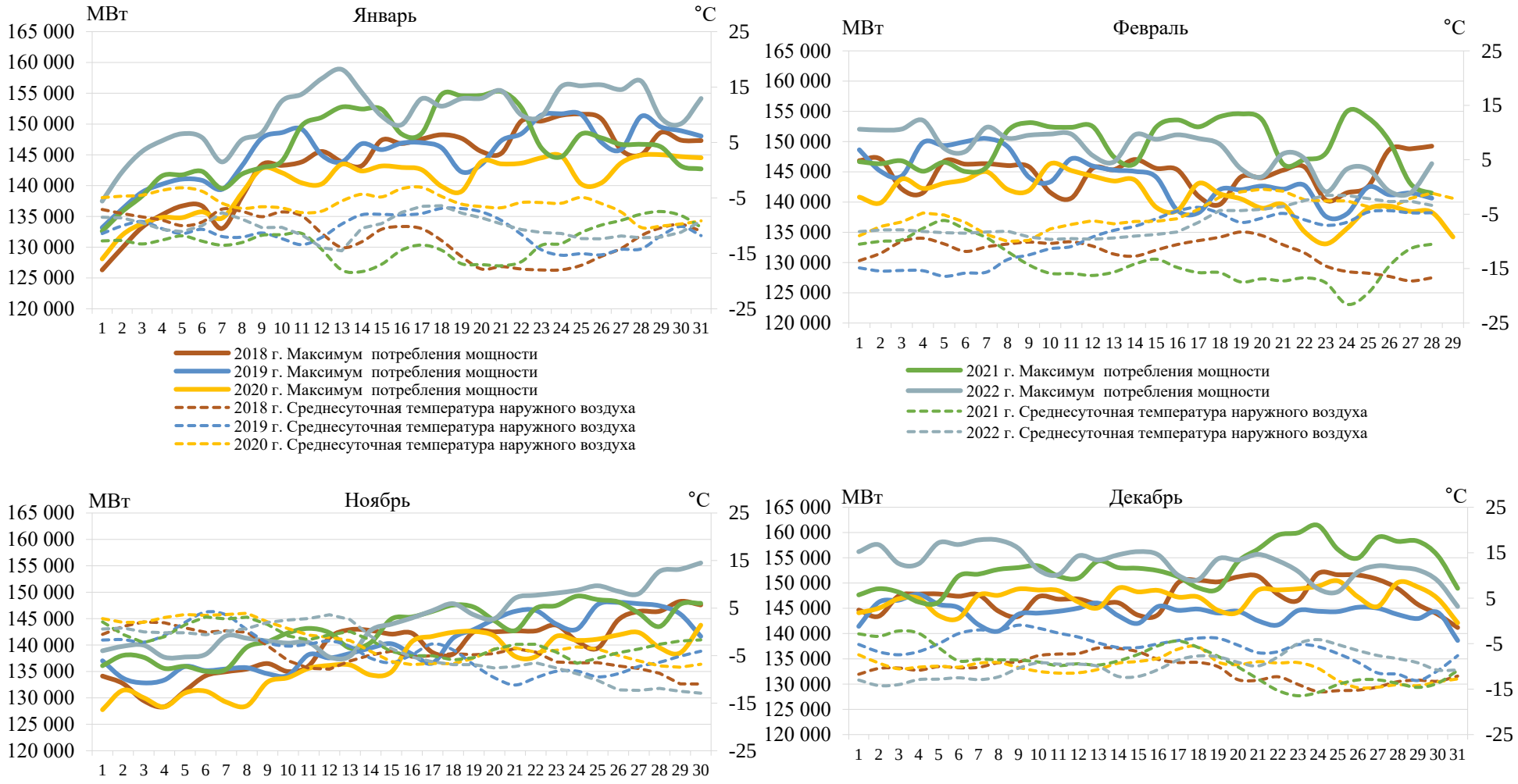

Рисунок 6 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности ЕЭС России

Динамика потребления электрической энергии и мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2018–2022 годов представлена в таблице 5 и на рисунках 7, 8. Потребление электрической энергии представлено с учетом и без учета потребления электрической энергии на производственные нужды в насосном режиме ГАЭС.

Таблица 5 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1021362	1019053	993026	1047583	1061910
Годовой темп прироста, %	1,46	-0,23	-2,55	5,49	1,37
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	1018655	1016461	990389	1044920	1059261
Годовой темп прироста, %	1,47	-0,22	-2,56	5,51	1,37
Максимум потребления мощности, МВт	146954	145885	144304	154152	152118
Годовой темп прироста, %	0,22	-0,73	-1,08	6,82	-1,32
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, ч/год	6932	6968	6863	6778	6963
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм чч:мм	24.12 17:00	24.01 10:00	25.12 17:00	24.12 11:00	07.12 10:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,5	-15,3	-12,9	-15,4	-12,8

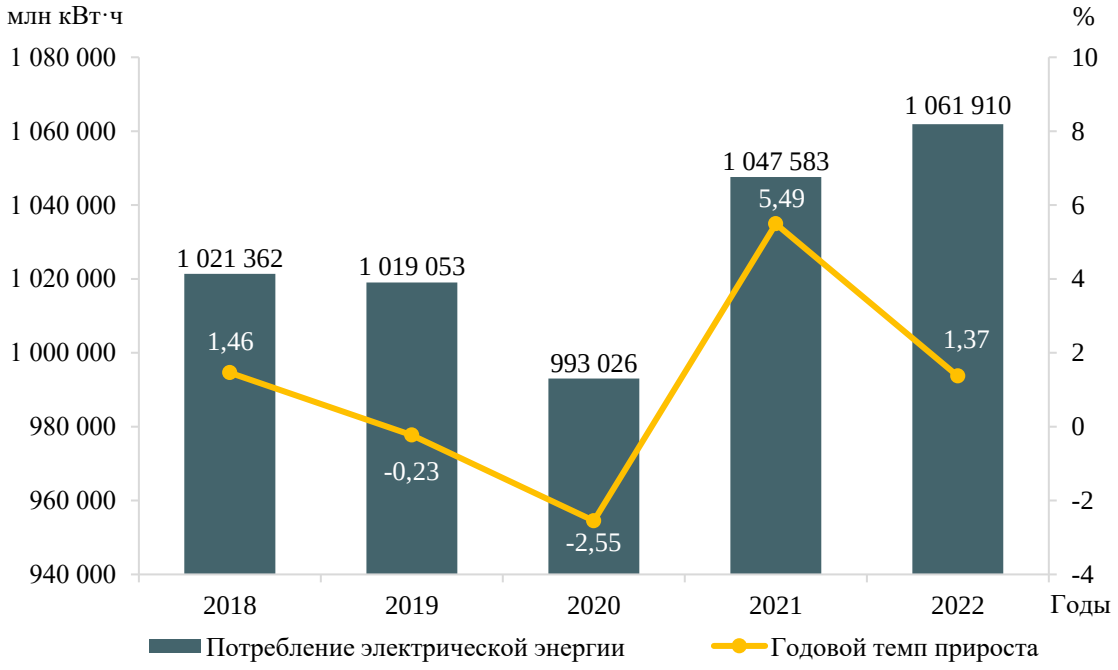

Рисунок 7 – Потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста

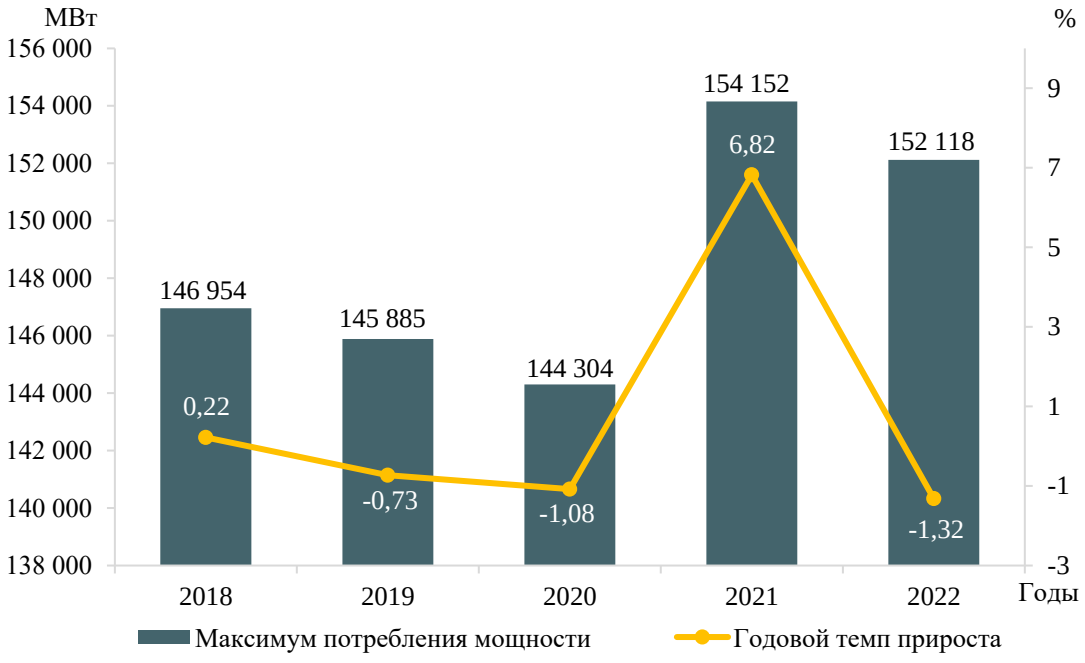

Рисунок 8 – Максимум потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России увеличилось на 55267 млн кВт·ч и составило в 2022 году 1061910 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,07 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,49 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,55 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России вырос на 5487 МВт и составил 152118 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,74 %. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2021 году и составил 6,82 %. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2022 году и составило 1,32 %.

Как видно из таблицы 5, даты и время прохождения максимумов потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России совпадали с периодом прохождения максимума потребления мощности ЕЭС России.

На рисунке 9 представлена динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за январь, февраль, ноябрь и декабрь 2018–2022 годов.

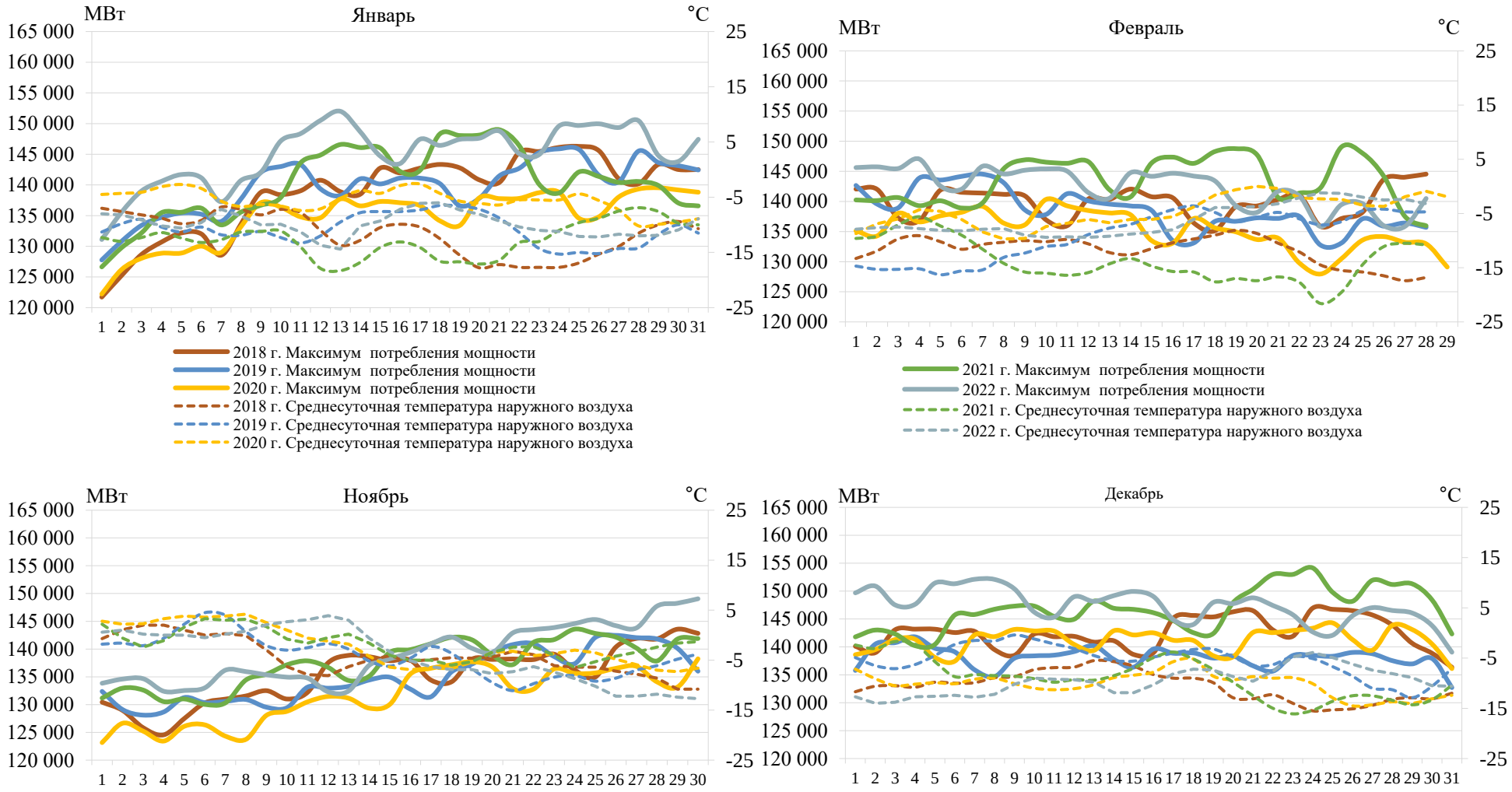

Рисунок 9 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Годовой режим потребления электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России характеризуется высокой плотностью. За рассматриваемый ретроспективный период число часов использования максимума потребления мощности изменялось в диапазоне 6778–6968 ч/год.

На рисунке 10 представлены годовые графики месячного максимума потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2018–2022 годов.

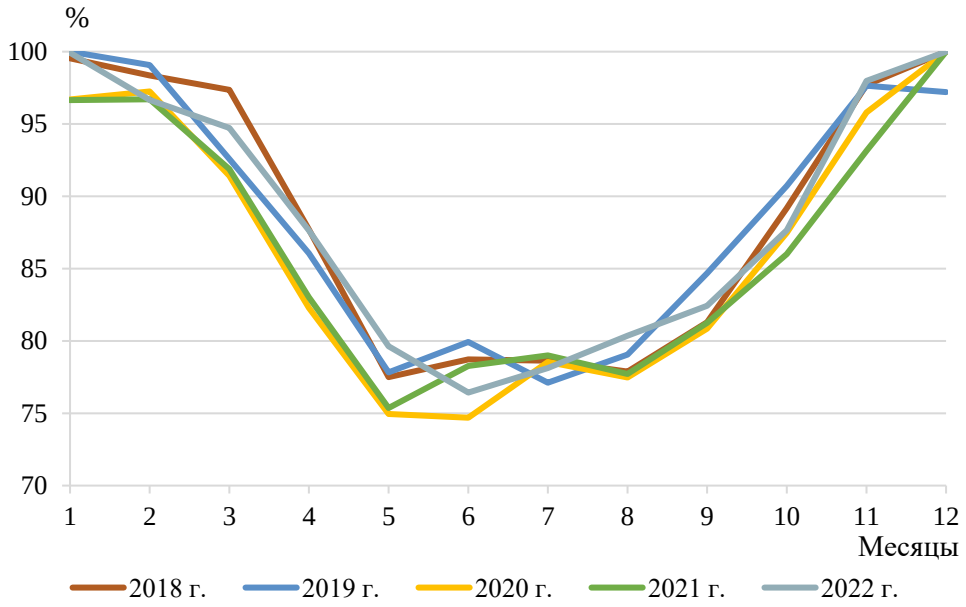

Рисунок 10 – Годовые графики месячного потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Годовая неравномерность 1-й синхронной зоны за период 2018–2022 годов изменялась в диапазоне 74,7–77,5 %. Как видно из рисунка 10, наибольшая неравномерность за рассматриваемый отчетный период зафиксирована в 2020 году, что обусловлено пандемийными ограничениями. Наиболее плотный годовой режим наблюдается в 2018 году с неравномерностью 77,5 %.

Динамика потребления электрической энергии и мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2018–2022 годов представлена в таблице 6 и на рисунках 11, 12.

Таблица 6 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	34197	40308	40694	42854	44460
Годовой темп прироста, %	2,89	17,87	0,96	5,31	3,75
Максимум потребления мощности, МВт	5623	6709	6701	7499	7246
Годовой темп прироста, %	2,13	19,32	-0,11	11,90	-3,37
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6082	6008	6072	5715	6136
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм чч:мм	24.01 12:00	27.12 12:00	30.12 04:00	31.12 12:00	20.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-26,2	-26,3	-24,2	-27,6	-23,8

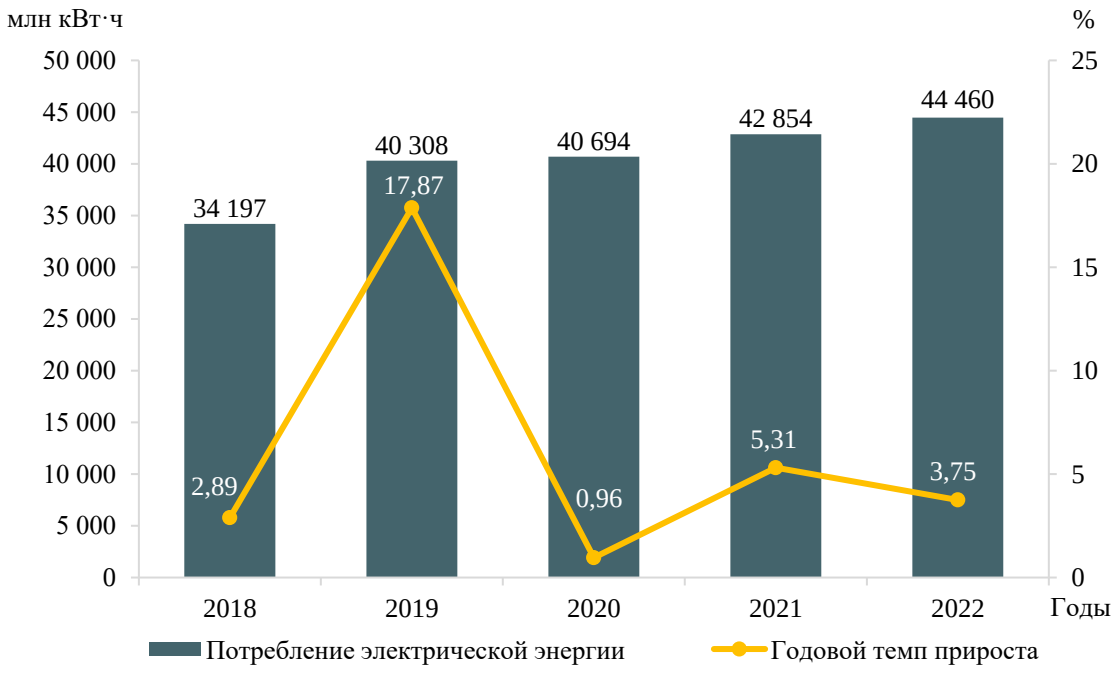

Рисунок 11 – Потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста

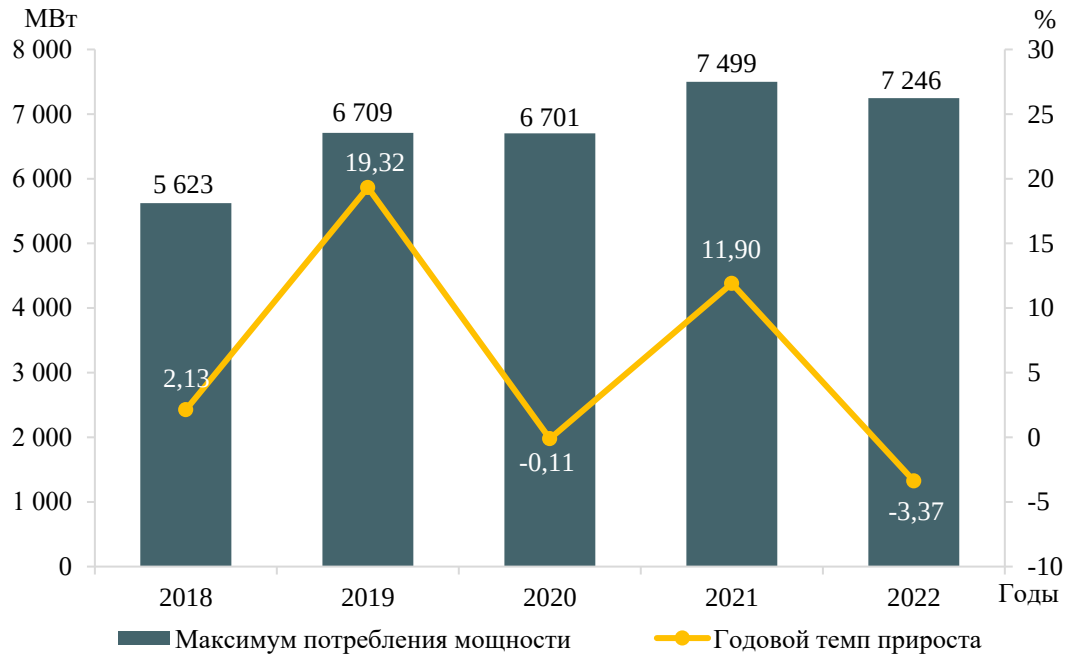

Рисунок 12 – Максимум потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2018–2022 годов

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России увеличилось на 11223 млн кВт·ч и составило в 2022 году 44460 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 5,99 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 17,87 % в 2019 году и обусловлен присоединением к ЕЭС России Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия), ранее работающих изолировано. Наименьший прирост зафиксирован в 2020 году и составил 0,96 %. В

сопоставимых территориальных границах (без учета присоединения к ЕЭС России Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия)) потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны увеличилось бы на 5707 млн кВт·ч и составило в 2022 году 38944 млн кВт·ч при среднегодовых темпах прироста потребления мощности 3,22 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности 2-й синхронной зоны вырос на 1741 МВт и составил 7246 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 5,65 %. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2019 году и составил 19,32 %, что обусловлено присоединением Центрального и Западного энергорайонов Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2022 году и составило 3,37 %. В сопоставимых территориальных границах (без учета присоединения Центрального и Западного энергорайонов Якутии) максимальное потребление мощности 2-й синхронной зоны увеличилось бы на 732 МВт и составило 6238 МВт при среднегодовых темпах прироста потребления мощности 2,53 %.

На рисунке 13 представлена динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за январь, февраль, ноябрь и декабрь 2018–2022 годов.

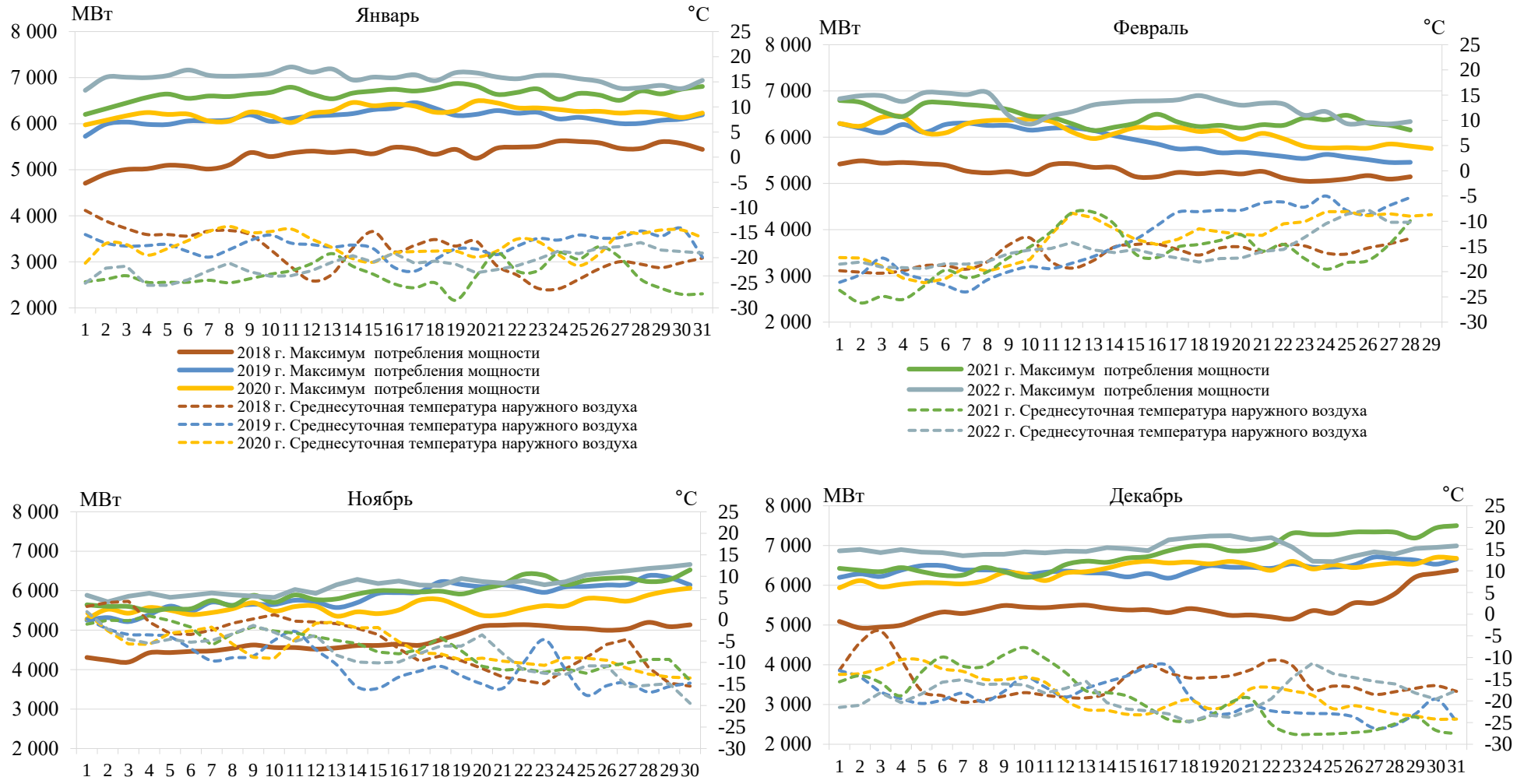

Рисунок 13 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

Годовой режим потребления электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России характеризуется не высокой плотностью, что обусловлено большой долей сферы услуг и домашнего хозяйства. За рассматриваемый ретроспективный период число часов использования максимума потребления мощности изменялось в диапазоне 5715–6136 ч/год. Наименьшее число часов использования максимума потребления мощности отмечено в 2021 году и обусловлено ростом максимума потребления мощности к концу года на фоне низких ТНВ и увеличением потребления мощности промышленными предприятиями.

На рисунке 14 представлены годовые графики месячного максимума потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2018–2022 годов.

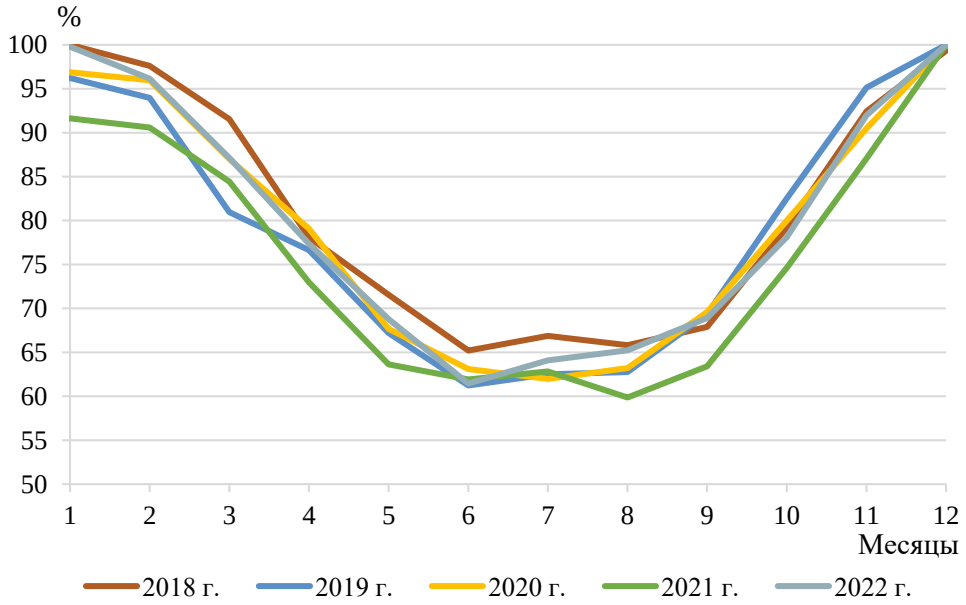

Рисунок 14 – Годовые графики месячного потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2018–2022 годов

Коэффициент годовой неравномерности 2-й синхронной зоны за период 2018–2022 годов изменялся в диапазоне с 59,9–65,2 %. Как видно из рисунка 14, разуплотненный годовой режим за рассматриваемый отчетный период зафиксирован в 2021 году с неравномерностью 59,9 %. Наиболее плотный годовой режим наблюдался в 2018 году с неравномерностью 65,2 %

Территориальное распределение потребления электрической энергии и мощности по синхронным зонам ЕЭС России характеризуется преобладанием 1-й синхронной зоны, доля которой в 2022 году составила 96,0 % от общего объема потребления электрической энергии ЕЭС России и 95,7 % от максимума потребления мощности ЕЭС России (рисунок 15).

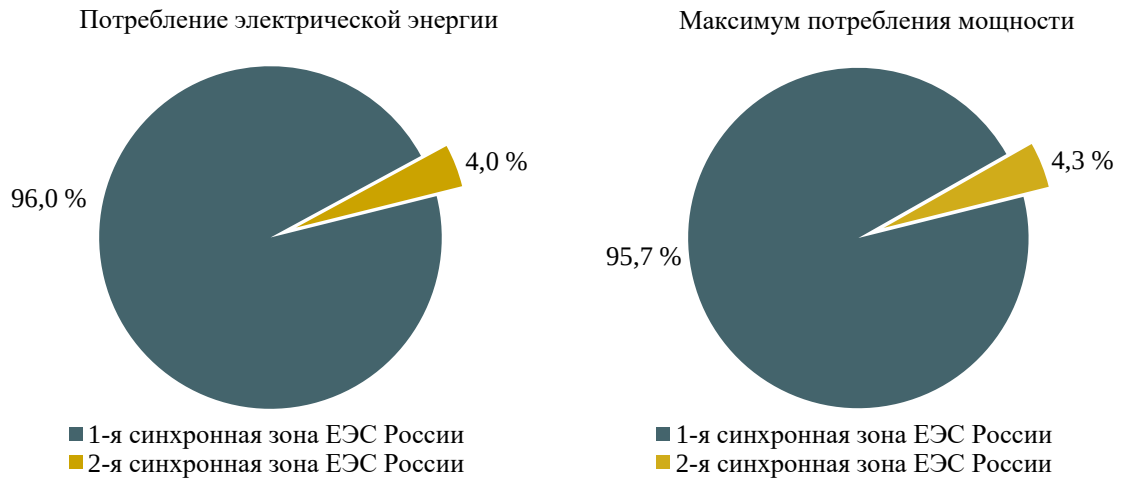

Рисунок 15 – Территориальная структура потребления электрической энергии и мощности за 2022 год

1.5 Фактические вводы, демонтажи генерирующего оборудования, ЛЭП и трансформаторов 220 кВ и выше в ретроспективном периоде

За период 2018–2022 годов на электростанциях ЕЭС России было выведено из эксплуатации 9818,9 МВт устаревшего генерирующего оборудования, в том числе: на АЭС – 3000,0 МВт, ГЭС – 30,3 МВт, ТЭС – 6783,5 МВт, на ВИЭ – 5,1 МВт.

На атомных электростанциях за период 2018–2022 годов было выведено из эксплуатации 3000 МВт (энергоблоки № 1 и № 2 установленной мощностью 1000 МВт каждый на Ленинградской АЭС; энергоблок № 1 установленной мощностью 1000 МВт на Курской АЭС).

Объемы и структура вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях синхронных зон, ЕЭС России за период 2018–2022 годов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России и синхронных зон за период 2018–2022 годов, МВт

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего за 2018–2022 гг.
ЕЭС России, всего	1950,4	1746,0	3253,5	1896,8	972,2	9818,9
АЭС	1000,0	–	1000,0	1000,0	–	3000,0
ГЭС и ГАЭС	–	2,0	28,3	–	–	30,3
ТЭС	945,3	1744,0	2225,2	896,8	972,2	6783,5
ВИЭ – всего	5,1	–	–	–	–	5,1
ВЭС	5,1	–	–	–	–	5,1
СЭС	–	–	–	–	–	–
в том числе:						
1-я синхронная зона	1950,4	1578,0	3169,6	1886,8	945,5	9530,3
АЭС	1000,0	–	1000,0	1000,0	–	3000,0
ГЭС и ГАЭС	–	2,0	28,3	–	–	30,3
ТЭС	945,3	1576,0	2141,3	886,8	945,5	6494,9
ВИЭ – всего	5,1	–	–	–	–	5,1

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего за 2018–2022 гг.
ВЭС	5,1	–	–	–	–	5,1
СЭС	–	–	–	–	–	–
2-я синхронная зона	–	168,0	83,9	10,0	26,7	288,6
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС и ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	–	168,0	83,9	10,0	26,7	288,6
ВИЭ – всего	–	–	–	–	–	–
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

За период 2018–2022 годов на электростанциях ЕЭС России было введено в эксплуатацию 13954,0 МВт генерирующих мощностей, в том числе: на АЭС – 4587,0 МВт, на ГЭС – 393,3 МВт, на ТЭС – 5228,6 МВт, ВЭС и СЭС – 3745,1 МВт.

Структура вводов генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2018–2022 годов приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Вводы генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в период 2018–2022 годов, МВт

Наименование	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего за 2018–2022 гг.
ЕЭС России, всего	4792,1	2969,9	1865,2	2716,1	1610,7	13954,0
АЭС	2217,9	1181,0	–	1188,2	–	4587,0
ГЭС и ГАЭС	–	346,0	20,9	–	26,4	393,3
ТЭС	2219,1	914,4	637,0	286,1	1172,0	5228,6
ВИЭ – всего	355,1	528,5	1207,4	1241,8	412,3	3745,1
ВЭС	55,1	–	843,4	1008,9	262,4	2169,7
СЭС	300,0	528,5	364,0	232,9	149,9	1575,3
в том числе:						
1-я синхронная зона	4652,6	2969,9	1734,2	2556,1	1608,2	13521,0
АЭС	2217,9	1181,0	–	1188,2	–	4587,0
ГЭС и ГАЭС	–	346,0	20,9	–	26,4	393,3
ТЭС	2079,6	914,4	506,0	126,1	1169,5	4795,6
ВИЭ – всего	355,1	528,5	1207,4	1241,8	412,3	3745,1
ВЭС	55,1	–	843,4	1008,9	262,4	2169,7
СЭС	300,0	528,5	364,0	232,9	149,9	1575,3
2-я синхронная зона	139,5	–	131,0	160,0	2,5	433,0
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС и ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	139,5	–	131,0	160,0	2,5	433,0
ВИЭ – всего	–	–	–	–	–	–
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

Вводы генерирующих мощностей за период 2018–2022 годов на АЭС осуществлялись на площадках:

– Ленинградской АЭС – введены в эксплуатацию: энергоблок № 5 типа ВВЭР-1200 установленной мощностью 1187,6 МВт и энергоблок № 6 типа ВВЭР-1200 мощностью 1188,2 МВт в 2018 году и 2021 году соответственно;

– Ростовской АЭС – введен в эксплуатацию энергоблок № 4 типа ВВЭР-1000 мощностью 1030,3 МВт в 2018 году в Ростовской области;

– Нововоронежской АЭС – введен в эксплуатацию энергоблок № 7 типа ВВЭР-1200 мощностью 1181 МВт в 2019 году.

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС за период 2018–2022 годов составили 393,3 МВт, из них: 346 МВт на Зарамагской ГЭС-1 в Республике Северная Осетия – Алания в 2019 году. На малых ГЭС в период 2018–2022 годов введено в эксплуатацию генерирующее оборудование в объеме 47,3 МВт.

Развитие возобновляемых источников энергии в период 2018–2022 годов осуществлялось за счет строительства ВЭС в объеме 2169,7 МВт и СЭС – 1575,3 МВт.

Наиболее крупные вводы генерирующих мощностей на ТЭС (180 МВт и более) представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Наиболее крупные вводы генерирующего оборудования ТЭС ЕЭС России (180 МВт и более) за период 2018–2022 годов

Субъект РФ	Электростанция	Год ввода	Станционный номер	Марка и тип оборудования	Установленная мощность, МВт
Республика Башкортостан	Затонская ТЭЦ	2018	№ 1	ПГУ (ГТЭ-160; Т-60/73-7,8/0,04)	198,1
		2018	№ 2	ПГУ (ГТЭ-160; Т-60/73-7,8/0,04)	220
Чеченская Республика	Грозненская ТЭС	2018	№ 1	SGT5–PFC 2000E	180
Республика Крым	Таврическая ТЭС	2018	№ 1	ПГУ (ТПЭ-180; К-80-74)	249,6
г. Севастополь	Балаклавская ТЭС	2018	№ 2	ПГУ (ТПЭ-180; К-80-74)	249,6
Чеченская Республика	Грозненская ТЭС	2019	№ 2	SGT5–PFC 2000E	184
Республика Крым	Таврическая ТЭС	2019	№ 2	ПГУ (ТПЭ-180; К-80-74)	244,7
г. Севастополь	Балаклавская ТЭС	2019	№ 1	ПГУ (ТПЭ-180; К-80-74)	251,5
Московская область	ТЭЦ-22 Мосэнерго	2022	№ 9	Т-295/335-23,5	295
Республика Татарстан	Лемаевская ПГУ-ТЭС	2022	–	ПГУ (SGT5-2000E, SGT5-2000E, SST5-600)	494,8

За период 2018–2022 годов в ЕЭС России было введено 10990,3 км ЛЭП напряжением 220 кВ и выше, в том числе: в 1-й синхронной зоне – 7977,2 км,

во 2-й синхронной зоне – 3013,0 км. Вводы трансформаторной мощности на подстанциях 220 кВ и выше составили 39963 МВА, в том числе: в 1-й синхронной зоне – 37237 МВА, во 2-й синхронной зоне – 2726 МВА.

Объемы вводов электросетевых объектов (ЛЭП и ПС) напряжением 220 кВ и выше за период 2018–2022 годов в ЕЭС России, а также с детализацией по первой и второй синхронным зонам приведены в таблицах 10, 11.

Таблица 10 – Вводы ЛЭП по ЕЭС России в период 2018–2022 годов, км

Класс напряжения	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего за 2018–2022 гг.
ЕЭС России, всего	4332,90	3054,63	508,18	2298,55	796,00	10990,26
750 кВ	472,90	–	–	–	–	472,90
500 кВ	796,98	359,15	–	5,90	–	1162,03
330 кВ	471,25	82,34	177,77	929,21	19,70	1680,27
220 кВ	2591,77	2613,14	330,42	1363,44	776,30	7675,06
в том числе:						
1-я синхронная зона, всего	2722,81	2684,67	232,96	2040,57	296,21	7977,22
750 кВ	472,90	–	–	–	–	472,90
500 кВ	796,98	359,15	–	5,90	–	1162,03
330 кВ	471,25	82,34	177,77	929,21	19,70	1680,27
220 кВ	981,68	2243,18	55,20	1105,46	276,51	4662,03
2-я синхронная зона, всего	1610,09	369,96	275,22	257,98	499,79	3013,04
750 кВ	–	–	–	–	–	–
500 кВ	–	–	–	–	–	–
330 кВ	–	–	–	–	–	–
220 кВ	1610,09	369,96	275,22	257,98	499,79	3013,04

Таблица 11 – Вводы трансформаторной мощности по ЕЭС России в период 2018–2022 годов, МВА

Класс напряжения	Тип изменений	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего за 2018–2022 гг.
ЕЭС России, всего	Ввод мощности	9929	8381	5426	10994	5233	39963
	Прирост мощности	7743	6487	3416	7968	3025	28639
750 кВ	Ввод мощности	–	–	–	1251	–	1251
	Прирост мощности	–	–	–	1251	–	1251
500 кВ	Ввод мощности	3755	1002	1269	2501	–	8527
	Прирост мощности	3305	597	1002	2501	–	7405
330 кВ	Ввод мощности	1000	250	1150	125	1000	3525
	Прирост мощности	800	250	775	–	550	2375
220 кВ	Ввод мощности	5174	7129	3007	7117	4233	26660
	Прирост мощности	3638	5640	1639	4216	2475	17608
в том числе:							
1-я синхронная зона, всего	Ввод мощности	9552	7777	5356	10077	4475	37237
	Прирост мощности	7366	5933	3391	7111	2662	26463
750 кВ	Ввод мощности	–	–	–	1251	–	1251
	Прирост мощности	–	–	–	1251	–	1251
500 кВ	Ввод мощности	3755	1002	1269	2501	–	8527
	Прирост мощности	3305	597	1002	2501	–	7405

Класс напряжения	Тип изменений	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего за 2018–2022 гг.
330 кВ	Ввод мощности	1000	250	1150	125	1000	3525
	Прирост мощности	800	250	775	–	550	2375
220 кВ	Ввод мощности	4797	6525	2937	6200	3475	23934
	Прирост мощности	3261	5086	1614	3359	2112	15432
2-я синхронная зона, всего	Ввод мощности	377	604	70	917	758	2726
	Прирост мощности	377	554	25	857	363	2176
750 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–		–
	Прирост мощности	–	–	–	–		–
500 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–		–
	Прирост мощности	–	–	–	–		–
330 кВ	Ввод мощности	–	–	–	–		–
	Прирост мощности	–	–	–	–		–
220 кВ	Ввод мощности	377	604	70	917	758	2726
	Прирост мощности	377	554	25	857	363	2176

Наиболее крупные вводы электросетевых объектов за период 2018–2022 годов представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Наиболее крупные вводы электросетевых объектов по ЕЭС России за период 2018–2022 годов

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Брянской области	Введена в работу ПС 500 кВ Белобережская с установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 501 МВА каждый с заходами ВЛ 500 кВ Новобрянская – Елецкая и образованием новых ВЛ 500 кВ Новобрянская – Белобережская и ВЛ 500 кВ Белобережская – Елецкая 4,1 км, строительством ВЛ 220 кВ Белобережская– Машзавод 57,2 км, КВЛ 220 кВ Белобережская – Цементная 51,5 км, ВЛ 220 кВ Белобережская – Брянская 71,9 км	2017–2021
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Вологодской области	Введена межсистемная линия связи ВЛ 750 кВ Белозерская – Ленинградская, 472,9 км	2018
Псковской области, г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введена ВЛ 330 кВ Псков – Лужская, 161,24 км	2018
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введена КВЛ 330 кВ Копорская – Пулковская, 95,18 км	2018
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введена КЛ 330 кВ Южная – Пулковская № 2, 16 км	2018
Ростовской области	Введена ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Ростовская, 285,824 км – для выдачи мощности блока № 4 (1100 МВт) Ростовской АЭС	2018
Ростовской области, Республики Адыгея и Краснодарского края	Введена ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, 498,67 км	2018
Республики Крым и г. Севастополя	Введены заходы ВЛ 330 кВ Севастополь – Западно-Крымская на Балаклавскую ТЭС, 14,929 км – для выдачи мощности Балаклавской ТЭС	2018

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Республики Крым и г. Севастополя	Введены заходы ВЛ 330 кВ Джанкой – Симферопольская на Таврическую ТЭС, 3,71 км (2,12 и 1,59 км) – для выдачи мощности Таврической ТЭС	2018
Республики Крым и г. Севастополя	Введены заходы ВЛ 330 кВ Севастополь – Симферопольская на Балаклавскую ТЭС, 13,894 км (6,337 и 7,557 км) – для выдачи мощности Балаклавской ТЭС	2018
Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Выполнено строительство РУ 500 кВ № 1 ПП 500 кВ Тобол с заходами ВЛ 500 кВ Иртыш – Демьянская, 0,36 и 0,45 км	2018
Республики Адыгея и Краснодарского края	Введен АТ-3 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Тамань	2018
Республики Крым и г. Севастополя	Введен АТ-1 330/110 кВ мощностью 200 МВА на Таврической ТЭС	2018
Нижегородской области	Введен АТ 500/110 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Луч	2018
Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Введена в работу ПС 500 кВ ЗапСиб с установкой АТ 500/110/35 кВ мощностью 4×250 МВА со строительством ВЛ 500 кВ Тобол – ЗапСиб I, II, III, IV цепь, 2×2,696 км и 2×2,69 км	2018
Пермского края	Реконструкция с заменой 3АТГ 405 МВА на автотрансформатор 500/220/13,8 кВ мощностью 501 МВА на Воткинской ГЭС	2018
Иркутской области	Введен АТ-1 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Усть-Кут	2018
Воронежской области, Белгородской области	Введена ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2, 102,6 км	2019
Республики Северная Осетия – Алания	Введена ВЛ 500 кВ Невинномысск – Алания,253,2 км	2019
Республики Северная Осетия – Алания	Выполнен заход ВЛ 330 кВ Нальчик – Владикавказ-2 на Зарамагскую ГЭС-1 протяженностью 2×37 км с образованием ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС-1 – Нальчик, 137,4 км и ВЛ 330 кВ Зарамагская ГЭС – Владикавказ-2, 80,9 км – для обеспечения выдачи мощности Зарамагской ГЭС-1 (2×173 МВт)	2019
Иркутской области, Республики Саха (Якутия)	Введена межсистемная линия связи ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1, № 2, 261,87 км и 261,99 км	2019
Мурманской области	Строительство ПС 330 кВ Мурманская с одним трансформатором 330/150/35 кВ мощностью 250 МВА	2019
г. Москвы и Московской области	Введены АТ-3 и АТ-4 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый на ПС 500 кВ Пахра	2019
г. Москвы и Московской области	Введен АТ-6 220/110 кВ мощностью 250 МВА на ПС 500 кВ Чагино	2019

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Оренбургской области	Введена в работу ПС 500 кВ Преображенская с установкой АТГ мощностью 501 МВА (3×167 МВА) со строительством заходов ВЛ 500 кВ Красноармейская – Газовая с образованием ВЛ 500 кВ Красноармейская – Преображенская и ВЛ 500 кВ Газовая – Преображенская, 1,6 км и 1,75 км, а также со строительством заходов ВЛ 220 кВ Бузулукская – Сорочинская на ПС 500 кВ Преображенская с образованием ВЛ 220 кВ Преображенская – Бузулукская и ВЛ 220 кВ Преображенская – Сорочинская, 1,16 км и 1,179 км	2019
Пермского края	Реконструкция с заменой 2АТГ 405 МВА на автотрансформатор 500/220/13,8 кВ мощностью 501 МВА на Воткинской ГЭС	2019
Амурской области	Введен АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на Свободненской ТЭС	2019
Ставропольского края	Введена в работу ПС 330 кВ Барсуки, 2×125 МВА, с двумя питающими ВЛ 330 кВ Невинномысск – Барсуки I и II цепь протяженностью 0,537 км – для обеспечения выдачи мощности Кочубеевской ВЭС (210 МВт)	2020
Республики Дагестан	Ведена ВЛ 330 кВ Артем – Дербент протяженностью 171,7 км	2020
Иркутской области	Введен АТ-2 500/220 кВ мощностью 501 МВА на ПС 500 кВ Озерная	2020
Челябинской области	Введена в работу ПС 220 кВ Медная с установкой двух трансформаторов мощностью 100 МВА каждый со строительством заходов ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Шагол с отпайкой на ПС Исаково в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Медная с образованием новых ВЛ 220 кВ Южноуральская ГРЭС-2 – Медная и ВЛ 220 кВ Шагол – Медная с отпайкой на ПС Исаково, 3,148 км и 3,228 км	2020
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнен заход ВЛ 500 кВ Центральная – Ингури ГЭС (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) на ПС 500 кВ Джвари с образованием двух ЛЭП: ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) и ВЛ 500 кВ Ингури ГЭС – Джвари (ВЛ 500 кВ Лиа). Протяженность нового участка ВЛ 500 кВ Центральная – Джвари (ВЛ 500 кВ Кавкасиони) составила 5,9 км	2021
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введена КВЛ 330 кВ Копорская – Ленинградская АЭС, 3,91 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Борей – Лоухи № 2, 170,33 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Борей – Каменный Бор № 2, 129,8 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Каменный Бор – Петрозаводск, 286,8 км	2021
Республики Карелия	Введена ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный, 331,94 км	2021
Республики Коми	Введена ВЛ 220 кВ Печорская ГРЭС – Ухта, 289,27 км	2021
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введен АТ-4 750/330 кВ мощностью 1251 МВА на Ленинградской АЭС	2021

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
Республики Карелия	Введен РП 330 кВ Борей с установкой реактора мощностью 110,5 Мвар	2021
Республики Карелия	Введен РП 330 кВ Каменный Бор с установкой УШР мощностью 180 Мвар	2021
г. Москвы и Московской области	Введены АТ-1, АТ-2 500/220/10 кВ мощностью 500 МВА каждый, Т-5 и Т-6 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый на ПС 500 кВ Пахра	2021
г. Москвы и Московской области	Введены АТ-1 и АТ-2 500/220/10 кВ мощностью 500 МВА каждый на ПС 500 кВ Ногинск	2021
Ставропольского края	Реконструкция с заменой АТ 330/110 кВ мощностью 125 МВА на новый мощностью 125 МВА на ГЭС-4	2021
Пермского края	Выполнена реконструкция с заменой 4Т 250 МВА на трансформатор 220/13,8 кВ мощностью 300 МВА На Воткинской ГЭС	2021
Амурской области	Введены АТ-2, АТ-3, АТ-4 220/110/10 кВ мощностью по 125 МВА каждый на Свободненской ТЭС	2021
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Введена в работу ПС 330 кВ Менделеевская с установкой двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый со строительством заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС – Западная в РУ 330 кВ ПС 330 кВ Менделеевская с образованием новых ВЛ 330 кВ Западная – Менделеевская и ВЛ 330 кВ Ленинградская АЭС – Менделеевская	2022
Амурской области, Забайкальского края	Введена межсистемная линия связи ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2, 127 км	2022
Забайкальского края	Введены межсистемные линии связи КВЛ 220 кВ Чара – Блуждающий № 1 № 2, 22,96 км и 22,9 км	2022
Амурской области	Введена межсистемная линия связи ВЛ 220 кВ Лопча – Тында 159,4 км	2022
Амурской области, Забайкальского края	Введена межсистемная линия связи ВЛ 220 кВ Лопча – Хани 280,6 км	2022
Владимирской области	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 220 кВ Владимирская – Районная (новая) II цепь, 1,92 км	2022
Владимирской области	Перезавод в новое РУ 220 кВ ПС 220 кВ Районная (новая) КВЛ 220 кВ Заря – Районная (новая), 1,89 км	2022
г. Москвы и Московской области	Введена в работу ПС 220 кВ Тютчево с установкой двух автотрансформаторов мощностью 125 МВА каждый со строительством заходов ВЛ 220 кВ Новософрино – Уча на ПС 220 кВ Тютчево с образованием двух ЛЭП: КВЛ 220 кВ Новософрино – Тютчево и КВЛ 220 кВ Тютчево – Уча, 1,27 км (0,64 км и 0,63 км)	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Введена в работу ПС 220 кВ Ильская с установкой двух трансформаторов мощностью 63 МВА каждый со строительством заходов ВЛ 220 кВ Кубанская – Афипская на ПС 220 кВ Ильская с образованием ВЛ 220 кВ Кубанская – Ильская и ВЛ 220 кВ Афипская – Ильская	2022

Энергосистема	Электросетевой объект	Год ввода
г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	Выполнена реконструкция АТ-1 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Гатчинская	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнена реконструкция АТ-2 330/110/10 кВ мощностью 125 МВА на ПС 330 кВ Армавир	2022
Белгородской области	Выполнена реконструкция АТ-1 330/110/10 кВ мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Белгород	2022
Белгородской области	Введен АТ-4 330/110 кВ мощностью 200 МВА на ПС 330 кВ Лебеди	2022
Пермского края	Выполнена реконструкция с заменой 5АТ и 6АТ мощностью 250 МВА каждый на трансформаторы 220/110/13,8 кВ мощностью 300 МВА каждый на Воткинской ГЭС	2022
Республики Саха (Якутия)	Выполнена реконструкция с заменой 1АТ и 2АТ мощностью 125 МВА каждый на трансформаторы 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый на Нерюнгринской ГРЭС	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнена реконструкция АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 195 МВА на ПС 220 кВ Кирилловская	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Установка третьего автотрансформатора на ПС 220 кВ Афипская	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Введена в работу ПС 220 кВ Кольцевая с установкой двух трансформаторов мощностью 63 МВА каждый со строительством заходов ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Славянская на ПС 220 кВ Кольцевая с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Витаминкомбинат – Кольцевая и ВЛ 220 кВ Славянская – Кольцевая	2022
Республики Адыгея и Краснодарского края	Выполнены заходы ВЛ 220 кВ Тамань – Славянская на Ударную ТЭС, протяженностью 2×29,42 км с образованием двух ЛЭП: ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская и ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Тамань – для обеспечения выдачи мощности Ударной ТЭС	2022

2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, для которых по результатам технико-экономического обоснования определена необходимость реализации мероприятий по строительству, реконструкции генерирующего оборудования или развитию электрической сети 220 кВ и выше

В таблице 13 представлен перечень энергорайонов, характеризующихся рисками ввода ГАО, с указанием режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО.

Таблица 13 – Энергорайоны, характеризующихся рисками ввода ГАО, с указанием режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Северо-Запада	Мурманская область / Кольское РДУ	Энергосистема Мурманской области	Энергорайон № 1, севернее контролируемого сечения Мончегорск – Оленегорск	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Мончегорск – Оленегорск, токовая нагрузка ВЛ 150 кВ Мончегорск ПС 11А – Выходной № 1 с отпайкой на ПС Оленегорск (Л-153) превышает ДДТН на величину до 6,6 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 25 МВт	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	Отсутствуют	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ
ОЭС Северо-Запада	Мурманская область / Кольское РДУ	Энергосистема Мурманской области	Энергорайон № 2, севернее контролируемого сечения Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 1 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск № 2, переток активной мощности в КС «Кольская АЭС – Апатиты – Мончегорск» превышает МДП на величину до 67,85 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 67,85 МВт	Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207) с действием на ОН в объеме не менее 67,85 МВт при ТНВ +17 °С; АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208) с действием на ОН в объеме не менее 67,85 МВт при ТНВ +17 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)
ОЭС Северо-Запада	Республика Карелия / Карельское РДУ	Энергосистема Республики Карелия	Петрозаводский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением СШ 220 кВ ПС 220 кВ Древлянка в период полного останова Петрозаводской ТЭЦ, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 63 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ
ОЭС Северо-Запада	Республика Коми / РДУ Коми	Энергосистема Республики Коми	Энергорайон «Зеленоборск – Печора»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Печора, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Зеленоборск, токовая нагрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Зеленоборск превышает АДТН на величину до 26 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	Создание на ПС 220 кВ Зеленоборск устройств: АОПО АТ-1 с действием на ОН в объеме не менее 11 МВт при ТНВ +16 °С; АОПО АТ-2 с действием на ОН в объеме не менее 11 МВт при ТНВ +16 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Зеленоборск устройств: АОПО АТ-1; АОПО АТ-2
ОЭС Центра	Белгородская область / Курское РДУ	Энергосистема Белгородской области	Юго-Западный	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 330 кВ Белгород – Лебеди (ВЛ 330 кВ Южная – Фрунзенская), переток активной мощности в КС «Юго-Западное» превышает МДП активной мощности, определяемый критериями нормального режима, на величину до 293 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 293 МВт	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород ориентировочной протяженностью 145 км	Отсутствуют	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород ориентировочной протяженностью 145 км
ОЭС Центра	Вологодская область/ Вологодское РДУ	Энергосистема Вологодской области	Энергорайон «Октябрьская – Бабаево»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Чудская, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая), токовая загрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье превышает АДТН на величину до 14,8 %, происходит снижение напряжения на ПС 110 кВ энергосистем Вологодской и Ленинградской областей ниже АДН 84,7 кВ. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 7 МВт	Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево объемом 2 МВт, ПС 110 кВ Бабаево (Т) объемом 2 МВт, ПС 110 кВ Уйта (Т) объемом 3 МВт	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье (ВЛ 110 кВ Бабаево 1)
ОЭС Центра	Вологодская область/ Вологодское РДУ	Энергосистема Вологодской области	Энергорайон «Октябрьская – Бабаево»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Чудская, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье токовая загрузка ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) превышает АДТН на величину до 2,9 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 3 МВт	Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) с действием на отключение нагрузки на ПС 110 кВ Бабаево объемом 1 МВт, ПС 110 кВ Бабаево (Т) объемом 1 МВт, ПС 110 кВ Уйта (Т) объемом 1 МВт	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Октябрьская устройств АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 1)

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Центра	Калужская область/Смоленское РДУ	Энергосистема Калужской области	Энергорайон ПС 220 кВ Мирная	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 скш-110 ПС 220 кВ Созвездие и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-2 ПС 220 кВ Мирная, токовая загрузка КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками превышает АДТН на величину до 44,5 %, ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками на величину до 3,2 %, СВ-110 ПС 110 кВ Русиново на величину до 23,1 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 68,9 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками с действием на ОН в объеме 68,9 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками
ОЭС Центра	Калужская область/Смоленское РДУ	Энергосистема Калужской области	Энергорайон ПС 220 кВ Мирная	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-2 ПС 220 кВ Мирная, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками, токовая загрузка ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново превышает АДТН на величину до 34,3 %, секционной перемычки 110 кВ ПС 110 кВ Балабаново на величину до 18,2 %, ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново на величину до 13,2 %, ШСВ 110 ПС 110 кВ Обнинск на величину до 10,1 % и ВЛ 110 кВ Мирная – Обнинск с отпайкой на ПС Доброе на величину до 9,7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново с действием на ОН в объеме не менее 40 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново
ОЭС Центра	Калужская область/Смоленское РДУ	Энергосистема Калужской области	Энергорайон ПС 220 кВ Мирная	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново, токовая загрузка КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками превышает АДТН на величину до 8 %, ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная на величину до 0,6 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11,1 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 11,1 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Краснодарский энергоузел Центрального энергорайона	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1(2) на ПС 220 кВ Витаминкомбинат, с учетом применения всех доступных СРМ, токовая загрузка оставшегося в работе АТ-2(1) на ПС 220 кВ Витаминкомбинат превышает ДДТН на величину до 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, требуется ввод ГАО в объёме до 35 МВт	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА. Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км. Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км	Отсутствуют	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА. Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км. Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Елизаветинская (Новая) – Западная-2 с отпайками на ПС Тургеневская ориентировочной протяженностью 5,33 км
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Усть-Лабинский энергоузел Центрального энергорайона	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 СШ 220 кВ на ПС 220 кВ Усть-Лабинск, токовая загрузка АТ-2 ПС 220 кВ Усть-Лабинск превышает ДДТН на величину до 59 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Ново-Лабинская со строительством РУ 35 кВ для перевода части нагрузки с ПС 220 кВ Усть-Лабинск на электроснабжение от трансформаторов Т-3 110/35/10 кВ, Т-4 110/35/10 кВ ПС 220 кВ Ново-Лабинская
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Контролируемое сечение «Юго-Запад» Юго-Западного энергорайона	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 500 кВ Кубанская – Центральная, с учетом применения всех доступных СРМ, переток в КС «Юго-Запад» превышает МДП на величину до 143 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, требуется ввод ГАО в объёме до 143 МВт	Строительство Ударной ТЭС с включением одного блока	Отсутствуют	Строительство Ударной ТЭС
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Тихорецкий энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-6 на ПС 500 кВ Тихорецк, с учетом применения всех доступных СРМ, токовая загрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 на ПС 500 кВ Тихорецк превышает ДДТН на величину до 38 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, требуется ввод ГАО в объеме до 150 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ по проектной схеме. Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый)	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ по проектной схеме. Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый)

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Армавирский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 с АТ-2 (присоединены к СШ 110 кВ через 1 выключатель) или в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2 СШ 330 кВ ПС 330 кВ Армавир, с учетом применения всех доступных СРМ, токовая загрузка обмотки среднего напряжения АТ-5 ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 30 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, требуется ввод ГАО в объеме до 75 МВт	Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2, подключением АТ 1 к 1 СШ 330 кВ, подключением АТ-2 к 2 СШ 330 кВ	Отсутствуют	Разделение АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2, подключением АТ 1 к 1 СШ 330 кВ, подключением АТ-2 к 2 СШ 330 кВ
ОЭС Юга	Краснодарский край / Кубанское РДУ	Энергосистема Республики Адыгея и Краснодарского края	Армавирский энергоузел	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при ТНВ в ПЭВТ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением1 СШ-330 с АТ-1 и АТ-5 на ПС 330 кВ Армавир, с учетом разделения АТ-1, АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир с установкой дополнительной ячейки 110 кВ АТ-2 и подключения АТ-1 на ПС 330 кВ Армавир к 1 СШ-330 кВ и с учетом применения всех доступных СРМ, токовая загрузка обмотки среднего напряжения АТ-2 на ПС 330 кВ Армавир превышает ДДТН на величину до 41 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений, требуется ввод ГАО в объеме до 82 МВт	Переподключение АТ-5 ПС 330 кВ Армавир по стороне 330 кВ в полуторную цепочку совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	Отсутствуют	Переподключение АТ-5 ПС 330 кВ Армавир по стороне 330 кВ в полуторную цепочку совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ
ОЭС Юга	г. Севастополь / Черноморское РДУ	Энергосистема Республики Крым и г. Севастополя	Севастопольский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №1 и КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Севастополь №2, расчетная токовая нагрузка АТ-1 ПС 330 кВ Севастополь (обмотка СН) превышает ДДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объёме до 39 МВт	1. Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый	Отсутствуют	1. Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА. 2. Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый
ОЭС Урала	Челябинская область / Челябинское РДУ	Энергосистема Челябинской области	Златоустовско-Миасский	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, в том числе в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 500 кВ Уфимская – Кропачево, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением (свыше 20 мин после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) ВЛ 500 кВ Златоуст – Челябинская, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Тургояк – Горная превышает ДДТН на величину до 19 %, ВЛ 110 кВ Курортная – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 35 %, ВЛ 110 кВ Миасс – Курортная превышает ДДТН на величину до 28 %, ВЛ 110 кВ Таганай – Горная превышает ДДТН на величину до 2 %, ВЛ 110 кВ Кисегач-т – Чебаркуль с отпайкой на ПС Компрессорная превышает ДДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 91 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Сатка с переводом на напряжение 220 кВ со строительством РУ 220 кВ и установкой одного автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА. Строительство ВЛ 220 кВ Чебаркуль – Сатка ориентировочной протяженностью 110 км	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Златоуст – Чебаркуль ориентировочной протяженностью 62 км. Создание на ПС 500 кВ Приваловская устройства АДШС ПС 500 кВ Приваловская	Строительство двухцепной ВЛ 110 кВ Златоуст – Чебаркуль ориентировочной протяженностью 62 км. Создание на ПС 500 кВ Приваловская устройства АДШС ПС 500 кВ Приваловская
ОЭС Урала	Удмуртская Республика / Пермское РДУ	Энергосистема Удмуртской республики	110 кВ Оверята – Зюкай – Кузьма – Балезино	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Оверята – Григорьевская с отпайками и ВЛ 110 кВ Оверята – Сюзьва с отпайками, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Балезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Балезино – Пибаньшур превышает АДТН на величину до 3 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 10 МВт	Создание на ТПС 110 кВ Балезино устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Пибаньшур, АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца	Отсутствует	Создание на ТПС 110 кВ Балезино устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Пибаньшур, АОПО ВЛ 110 кВ Балезино – Сегедур с отпайкой на ТПС Чепца
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 ПС 500 кВ Тулун, токовая нагрузка АТ-2 ПС 500 кВ Тулун превышает ДДТН на величину до 21 % (токовая нагрузка оборудования ячейки 110 кВ АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Тулун превышает ДДТН на величину до 14 %). Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой выключателей, разъединителей ячеек АТ-1, АТ-2 с увеличением пропускной способности
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 110 кВ Тайшет – Тулун	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха (ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками (ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха), происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 58 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км. Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА. Строительство второй ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет ориентировочной протяженностью 80 км. Реконструкция ПС 110 кВ Нижнеудинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Энергорайон ПС 500 кВ Тайшет	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2АТ (1АТ) ПС 500 кВ Тайшет, токовая нагрузка 1АТ (2АТ) ПС 500 кВ Тайшет превышает ДДТН на величину до 12 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 70 МВт	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Район Восточные электрические сети	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 35 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая. Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая. Реконструкция ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Район Восточные электрические сети	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает ДДТН на величину до 6 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой ВЧЗ ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками с увеличением пропускной способности
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Район Восточные электрические сети	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Усть-Орда – Никольск, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками, с учетом включения предлагаемых к установке БСК на ПС 110 кВ Оса, ПС 110 кВ Новая Уда происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 11 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая и ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, создание устройств АОСН с действием на включение БСК и ОН в объеме не менее 11 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Черемхово – Свирск I цепь с отпайками с отсоединением отпайки на ПС 110 кВ Оса и подключение её в отдельную ячейку на ПС 220 кВ Черемхово с образованием ВЛ 110 кВ Черемхово – Оса. Реконструкция ПС 110 кВ Оса с установкой БСК 110 кВ мощностью 30 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 12 Мвар каждая и ПС 110 кВ Новая Уда с установкой БСК 110 кВ мощностью 10 Мвар и двух БСК 110 кВ мощностью 15 Мвар каждая, создание устройств АОСН
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Район Восточные электрические сети	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Район Восточные электрические сети	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик II цепь с отпайкой на ПС Никольск, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I (II) цепь с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II (I) цепь с отпайками превышает АДТН на величину до 25 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 49 МВт	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт при ТНВ -36 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь с действием на ОН в объеме не менее 36 МВт при ТНВ -36 °С. Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь с действием на ОН в объеме не менее 13 МВт при ТНВ -36 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь. Создание на ПС 110 кВ Урик устройства АОПО ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-10 – Урик I цепь

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг и АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха, ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная превышает ДДТН на величину до 63 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 16,786 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха ориентировочной протяженностью 20,289 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 16,786 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Рассоха – Подкаменная с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой провода ошиновки ячейки секционного выключателя с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Рассоха с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха с увеличением пропускной способности
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 110 кВ Шелехово – Слюдянка	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 110 кВ Шелехово – Рассоха и АТ2 ПС 220 кВ Слюдянка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная превышает ДДТН на величину до 66 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 30 МВт	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 23,88 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	Реконструкция ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг ориентировочной протяженностью 15,205 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная ориентировочной протяжённостью 23,88 км с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой провода ошиновки с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Большой Луг с заменой ТТ ячеек ВЛ 110 кВ Шелехово – Большой Луг, ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой провода ошиновки ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная, провода СШ 110 кВ с увеличением пропускной способности. Реконструкция ПС 110 кВ Подкаменная с заменой ТТ ячейки ВЛ 110 кВ Большой Луг – Подкаменная с увеличением пропускной способности
ОЭС Сибири	Иркутская область / Иркутское РДУ	Энергосистема Иркутской области	Транзит 220 кВ Киренга – Северобайкальск	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 1 (ВЛ 220 кВ Усть-Кут – НПС-6 № 2) и ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) (ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)), переток активной мощности в КС «Киренга – Северобайкальск + Усть-Кут – НПС-6» превышает МДП на величину до 56 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 56 МВт	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30) с действием на ОН в объеме не менее 56 МВт при ТНВ +18 °С; АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31) с действием на ОН в объеме не менее 56 МВт при ТНВ +18 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс / Кемеровское РДУ	Энергосистема Кемеровской области	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Критово тяговая, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка превышает АДТН на величину до 49 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка с действием на ОН в объеме не менее 61 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс / Кемеровское РДУ	Энергосистема Кемеровской области	Энергорайон ПС 500 кВ Ново-Анжерская – ПС 110 кВ Ачинск тяговая	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – Каштан тяговая с отпайками и участка ВЛ 110 кВ Ачинск тяговая – БСМИ с отпайкой на ПС Критово тяговая (участок от ПС 110 кВ Ачинск тяговая до отпайки на ПС 110 кВ Критово тяговая), при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка, токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками превышает АДТН на величину до 41 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 61 МВт	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 61 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Реконструкция ПС 110 кВ Мариинск с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Реконструкция ПС 110 кВ Каштан тяговая с установкой БСК 110 кВ мощностью 60 Мвар. Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройства АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками
ОЭС Сибири	Кемеровская область – Кузбасс / Кемеровское РДУ	Энергосистема Кемеровской области	Энергорайон ПС 220 кВ Краснополянская – ПС 110 кВ Барышевская	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками и ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками со стороны ПС 110 кВ Барышевская, переток активной мощности в КС «Краснополянская – Торсьма», превышает МДП на величину до 41 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 42 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 42 МВт при ТНВ +19 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками
ОЭС Сибири	Красноярский край / Красноярское РДУ	Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва	Энергоузел участка сети 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2АТ-А, 2АТ-Б Назаровской ГРЭС, переток активной мощности в КС «Ачинское», превышает МДП на величину до 63 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 68 МВт	Создание на ПС 220 кВ Ачинский НПЗ устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая I цепь с отпайкой на ПС Северная (С-701) с действием на ОН в объеме не менее 68 МВт при ТНВ -38 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Ачинский НПЗ – Ачинск тяговая II цепь с отпайкой на ПС Северная (С-702) с действием на ОН в объеме не менее 68 МВт при ТНВ -38 °С	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели
ОЭС Сибири	Республика Тыва / Красноярское РДУ	Энергосистема Красноярского края и Республики Тыва	Тывинский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме переток активной мощности в КС «Красноярск, Хакасия – Тыва» превышает МДП на величину до 42 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 42 МВт	Строительство ВЛ 220 кВ Кызылская – Мерген ориентировочной протяженностью 70 км[2)]. Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Мерген ориентировочной протяженностью 130 км[2)]. Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 230 км[2)]	Реконструкция ПС 220 кВ Чадан с установкой БСК 220 кВ мощностью 38 Мвар	Строительство ВЛ 220 кВ Кызылская – Мерген ориентировочной протяженностью 70 км[2)]. Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Мерген ориентировочной протяженностью 130 км[2)]. Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 230 км[2)]
ОЭС Сибири	Алтайский край / Новосибирское РДУ	Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края	Энергоузел ПС 220 кВ Бийская – ПС 110 кВ Майминская – ПС 110 кВ Предгорная	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ теплой зимы в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Смоленская – Предгорная с отпайками (ВЛ СП-189), переток активной мощности в КС «Бийская – Заречная» превышает МДП на величину до 24 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 24 МВт	Создание на ПС 220 кВ Бийская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165) с действием на ОН в объеме не менее 24 МВт при ТНВ -5 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166) с действием на ОН в объеме не менее 24 МВт при ТНВ -5 °С	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Бийская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165); АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166)
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Транзит 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в схеме ремонта 1С-220 кВ на ПС 220 кВ Сковородино (ремонт ШР-220 1С ОВ, отключены со стороны ПС 220 кВ Сковородино: КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1; ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т, ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан) установившейся режим не существует (напряжение на шинах 220 кВ ПС 220 кВ транзита Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча ниже МДН). Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 20 МВт	Установка ИРМ[3)] на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т мощностью не менее 80 Мвар	Отсутствуют	Отсутствуют
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Транзит 220 кВ Магдагачи – Сковородино – Ерофей Павлович/т – Могоча	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1С-220 кВ на ПС 220 кВ Сковородино, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 31 МВт	Установка устройств АОСН[3)] на ПС 220 кВ Бам/т	Отсутствуют	Отсутствуют

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Востока	Амурская область / Амурское РДУ	Энергосистема Амурской области	Западная часть энергосистемы Амурской области	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме 2С-220 кВ ПС 220 кВ Магдагачи переток в КС «ОЭС – Запад Амурэнерго» превышает МДП на величину до 193,6 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 193,6 МВт	Реализация мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий от АПНУ Зейской ГЭС. Строительство ПП 500 кВ Агорта (установка двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар) с реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 (5,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 1 (352 км), реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 (4,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 2 (357 км), строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия (280 км), строительство ПС 500 кВ Даурия (установка одной АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой мощностью 167 МВА, одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар), строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино (2 км), реконструкция ВЛ 220 кВ, присоединенных к ПС 220 кВ Сковородино для подключения к ПС 500 кВ Даурия	Отсутствуют	1. Реализация мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий от АПНУ Зейской ГЭС. 2. Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый. 3. Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар. 4. Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая. 5. Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручьи/т. 6. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т. 7. Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т. 8. Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Айхало-Удачнинский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Айхал I цепь, ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Айхал II цепь, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже АДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 70 МВт	Установка устройства АОСН на ПС 220 кВ ГПП-6	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройства АОСН
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	ПС 220 кВ Сунтар	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов во всех режимно-балансовых условиях в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением 1 С 220 ПС 220 кВ Сунтар, происходит отключение потребителей, электроснабжение которых осуществляется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар в объеме до 118 МВт	Фиксация присоединений ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар на разные секции шин 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	ПС 220 кВ Сунтар	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Сунтар, токовая нагрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Сунтар превышает ДДТН на величину до 64 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 42 МВт	Установка на ПС 220 кВ Сунтар АТ-3 220/110/35 кВ мощностью не менее 63 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Вилюйский энергорайон	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 5,3 МВт	Установка ИРМ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью не менее 12 Мвар	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой ИРМ 110 кВ мощностью 12 Мвар

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Энергорайон между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах –НПС-15»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2 С 220 ПС 220 кВ Районная, переток активной мощности в КС «Районная – Городская» превышает МДП на величину до 155 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 155 МВт	1. Создание устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск с реализацией управляющих воздействий 2. Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий	Отсутствуют	1. Установка устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск с реализацией управляющих воздействий 2. Установка устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий
ОЭС Востока	Республика Саха (Якутия) / Якутское РДУ	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Энергорайон между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах –НПС-15»	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 1 С 220 ПС 220 кВ Районная, переток активной мощности в КС «Районная – Городская» превышает МДП на величину до 36 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 36 МВт	Установка устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий	Отсутствуют	Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Часть энергосистемы Приморского края, расположенная южнее Приморской ГРЭС	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Дальневосточная, переток активной мощности в КС «ПримГРЭС – Юг», превышает МДП на величину до 168,6 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 168,6 МВт	1. Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформаторной группой 500/220 кВ мощностью 501 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг, с образованием ВЛ 500 кВ Владивосток – Варяг и ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Варяг и ВЛ 220 кВ Варяг – Береговая-2	Отсутствуют	1. Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформаторной группой 500/220 кВ мощностью 501 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар. 2. Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг. 3. Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг, с образованием ВЛ 500 кВ Владивосток – Варяг и ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая. 4. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг с образованием ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Варяг и ВЛ 220 кВ Варяг – Береговая-2
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-2 (АТ-3) ПС 220 кВ Уссурийск-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-3 (АТ-2) ПС 220 кВ Уссурийск-2, токовая нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск превышает АДТН на величину до 19 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	Установка устройства АОПО АТ-1 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО АТ-1
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 (АТ-3) ПС 220 кВ Уссурийск-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-3 (АТ-1) ПС 220 кВ Уссурийск-2, токовая нагрузка АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск превышает АДТН на величину до 22 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 71 МВт	Установка устройства АОПО АТ-2 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО АТ-2
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Уссурийск-2, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Уссурийск-2, токовая нагрузка АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 превышает АДТН на величину до 20 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 60 МВт	Установка устройства АОПО АТ-3 ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией ОН на ПС 220 кВ Уссурийск-2	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО АТ-3

Наименование объединенной энергосистемы	Субъект РФ / Операционная зона РДУ	Наименование энергосистемы	Энергорайон	Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	За период с 01.10.2022 по 15.08.2023 зафиксировано 2140 случаев превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т продолжительностью до 16 минут 41 секунды в нормальной схеме, 3 случая превышения ДДТН продолжительностью до 20 секунд в единичной ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Надеждинская/т – Западная, в том числе 60 случаев превышения АДТН продолжительностью до 1 минуты 15 секунд в нормальной схеме (превышение возникает по причине несимметричного характера нагрузки электроподвижного состава ОАО «РЖД»). Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 40,1 МВт	1. Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т. 2. Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км[2)]. 3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,49 км и образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности	Отсутствуют	1. Реконструкция ПС 220 кВ Уссурийск-2 с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т. 2. Строительство ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Уссурийск/т ориентировочной протяженностью 22 км[2)]. 3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с демонтажем участка ВЛ 110 кВ ориентировочной протяженностью 0,49 км и образованием ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод. 4. Реконструкция ПС 110 кВ Уссурийск/т с заменой ошиновки и шин с увеличением пропускной способности
ОЭС Востока	Приморский край / Приморское РДУ	Энергосистема Приморского края	Артемовская ТЭЦ – ПС 220 кВ Уссурийск-2 – ПС 110 кВ ХФЗ	В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме[1)], связанной с отключением ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 1 (или № 2), ВЛ 110 кВ Артемовская ТЭЦ – Шахта-7, при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением ВЛ 110 кВ Артёмовская ТЭЦ – Западная – Кролевцы – Штыково № 2 (или № 1), токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т превышает АДТН на величину до 18 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 22 МВт	Установка на ПС 220 кВ Уссурийск-2 АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т с реализацией ОН ПС 110 кВ Западная	Отсутствуют	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т

Примечания

1 [1)] Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием ЛЭП, 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)] Мероприятия (в том числе строительство РУ 220 кВ ПС 220 кВ Мерген) предусмотрены Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва.

3 [3)] С учетом выполнения следующих мероприятий: строительство ПП 500 кВ Агорта (установка двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар) с реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 (5,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 1 (352 км), реконструкцией ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2 и образованием одноцепных ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 (4,5 км) и ВЛ 500 кВ Агорта – Амурская № 2 (357 км), строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия (280 км), строительство ПС 500 кВ Даурия (установка одной АТГ 500/220 кВ мощностью 501 МВА с резервной фазой мощностью 167 МВА, одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар), строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино (2 км), реконструкция ВЛ 220 кВ, присоединенных к ПС 220 кВ Сковородино для подключения к ПС 500 кВ Даурия, предусмотренных ИПР Публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, с реализацией в 2024 году, установка на ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т ИРМ и создание на ПС 220 кВ БАМ/т устройства АОСН нецелесообразно.

4 [4)] До выполнения сетевого строительства в целях исключения рисков ввода ГАО в качестве временного решения необходима установка АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т на ПС 220 кВ Уссурийск-2 с реализацией УВ на отключение ВЛ.

3 Прогноз потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России и синхронным зонам

3.1 Основные социально–экономические показатели

Прогноз потребления электрической энергии по синхронным зонам ЕЭС России на 2024–2029 годы (среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии ЕЭС России за рассматриваемый период – 2,04 %) сформирован на основе базового варианта «Сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов», разработанного Министерством экономического развития Российской Федерации (апрель 2023 года), и предполагает наиболее вероятный сценарий развития российской экономики с учетом относительно оптимистичных изменений внешних условий. Базовый вариант ориентирован на внутренние, как потребительские, так и инвестиционные тенденции, в условиях реализации программ по импортозамещению и сосредоточению собственного промышленного производства на территории Российской Федерации.

При разработке прогноза потребления электрической энергии на 2024–2029 годы учтены итоги социально-экономического развития России за 2022 год. В таблице 14 приведены основные социально-экономические показатели России за 2022 год в сравнении с 2021 годом.

Таблица 14 – Основные социально–экономические показатели России за 2022 год, в % к предыдущему году[1)]

Наименование	Годы	
	2022	2021
ВВП	97,9	104,7
Инвестиции в основной капитал	104,6	107,7
Объем платных услуг населению	103,2	116,7
Оборот розничной торговли	93,3	107,8
Объем работ по виду экономической деятельности «Строительство»	105,2	107,0
Производство продукции сельского хозяйства	110,2	99,6
Промышленное производство, в том числе:	99,4	106,3
Добыча полезных ископаемых	100,8	104,2
Обрабатывающие производства, из них:	98,7	107,4
производство химических веществ и химических продуктов	96,2	107,1
производство кокса и нефтепродуктов	99,6	103,6
производство лекарственных средств и материалов, применяемых в медицинских целях	108,6	114,3
производство прочей неметаллической минеральной продукции	99,8	109,3
металлургическое производство	99,2	101,7
производство готовых металлических изделий, кроме машин и оборудования	107,0	111,6
производство компьютеров	101,7	109,9
электронных и оптических изделий	96,3	107,7
производство электрического оборудования	55,3	114,6
производство автотранспортных средств	87,5	111,9
прицепов и полуприцепов	100,0	110,2
обработка древесины и производство отдельных видов изделий из дерева	100,4	104,2

Наименование	Годы	
	2022	2021
производство бумаги и бумажных изделий	97,4	105,6
производство пищевых продуктов	99,9	103,7
Грузооборот транспорта, в том числе:	94,8	107,4
железнодорожного	97,9	104,7
трубопроводного	104,6	107,7

Примечание – [1)] Источник: Доклад Федеральной службы государственной статистики «Социально-экономическое положение России за 2022 год».

Как видно из таблицы 14, положительные тенденции 2022 года были достигнуты по итогам реализации Плана первоочередных действий по обеспечению развития российской экономики в условиях внешнего санкционного давления, принятым Правительственной комиссией по повышению устойчивости российской экономики в условиях санкций 15.03.2022. План первоочередных действий предполагает выполнение более 300 мероприятий, направленных на обеспечение устойчивости российской экономики в условиях введенных санкционных ограничений и изменений внешнего и внутреннего спроса.

По итогам 2022 года положительная динамикой наблюдалась по следующим основным социально-экономическим показателям, характеризующим развитие экономики: увеличение производства продукции в сельском хозяйстве составило 10,2 %, рост объемов работ в строительстве – 5,2 %; рост инвестиционной активности – 4,6 %, положительная динамики объема платных услуг населению составила 3,2 %.

Промышленное производство в целом снизилось относительно предыдущего года на 0,6 %. Сектор добывающие производства сохранил свою положительную тенденцию за счет переориентации рынка сбыта, рост составил 0,8 %, при этом нарушение логистических цепочек привело к снижению в секторе обрабатывающих производств на 1,3 %.

На прогнозный период после 2026 года приняты параметры базового варианта долгосрочного «Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года» (утвержден Правительством Российской Федерации от 22.11.2018, (Протокол № 34, раздел II, пункт 2).

В таблице 15 приведен базовый вариант прогноза основных макроэкономических параметров социально-экономического развития России на период до 2029 года.

Таблица 15 – Основные макроэкономические параметры социально-экономического развития России до 2029 года, в % к предыдущему году. Базовый вариант[1)]

Наименование	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Валовый внутренний продукт	101,2	102,0	102,6	102,8	103,3	103,4	103,0
Объем промышленного производства	100,2	102,5	102,9	103,0	103,0	102,9	102,8
Объем продукции сельскохозяйственного производства	96,6	102,1	101,9	102,3	102,5	102,6	102,6

Наименование	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инвестиции в основной капитал	100,5	103,2	103,7	104,5	104,2	103,7	103,3
Оборот розничной торговли	105,3	103,5	103,5	103,6	102,8	102,9	103,0
Объем платных услуг населению	103,5	102,5	102,5	102,6	103,1	103,1	103,1
Цена на нефть, долларов за баррель[2)]	80,7	75,7	71,9	70,6	52,0	52,0	52,0

Примечания

1 [1)] Источник: «Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов», опубликован Минэкономразвития России от 14.04.2023, «Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года», утвержден Правительством России 22.11.2018 (Протокол № 34, раздел II, пункт 2).

2 [2)] 2023–2026 годы – цена на нефть марки «Brent», 2027–2029 годы – цена на нефть марки «Urals».

Среднесрочный прогнозный период характеризуется восстановлением показателей развития экономики на фоне возрастающего потребительского спроса и благоприятной инвестиционной среды. Восстановительный рост валового внутреннего продукта в 2024 году составит 2,0 % с последующим увеличением к 2029 году до 3,0 %. Рост инвестиций в основной капитал ожидается на уровне 3,2 % к 2024 году, и 3,3 % к 2029 году при высокой базе данного показателя в 2022 году (4,6 %). Положительной динамики рассматриваемого показателя будут способствовать реализация крупных федеральных проектов в области транспортно-логистической инфраструктуры с учетом перестройки маршрутов экспорта, импорта и переориентация рынков сбыта.

Реализация проектов в стратегически важных видах экономической деятельности, создание высокотехнологичных производств и стремление к обеспечению технологического суверенитета будут нацелены на развитие промышленности. Восстановительный рост промышленного производства планируется в 2024 году до 2,4 %, в 2029 году до 2,8 %.

3.2 Сводная прогнозная информация по потреблению электрической энергии и мощности

Прогноз потребления электрической энергии и мощности разработан в соответствии с требованиями методических указаний по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 06.12.2022 № 1286. При этом анализ исходной информации для разработки прогноза потребления показывает, что наибольший объем технологического присоединения новых потребителей приходится на период 2024–2025 годов. Учитывая инерционность процесса выхода потребителей на заявленную мощность, в особенности крупных промышленных потребителей, которая коррелируется с прогнозируемой поступательной динамикой роста экономики (ежегодный рост ВВП на 2,0–2,8 % в

2024–2026 годах), прогнозируемые годовые темпы роста потребления по ЕЭС России по годам расчетного периода приведены в таблице 16.

Прогнозные показатели потребления электрической энергии и максимумов потребления мощности ЕЭС России представлены в таблице 16.

В таблице 16 потребление электрической энергии приведено с учетом и без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России

Наименование	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1118785	1149092	1179170	1209400	1235281	1255689	1274474
Годовой темп прироста, %	–	2,71	2,62	2,56	2,14	1,65	1,50
Потребление электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	2817	2817	2817	2817	2817	2817	4168
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	1115968	1146275	1176353	1206583	1232464	1252872	1270306
Годовой темп прироста, %	–	2,72	2,62	2,57	2,14	1,66	1,39
Максимум потребления мощности, МВт	164713	169223	172895	176459	179270	181213	183351
Годовой темп прироста, %	–	2,74	2,17	2,06	1,59	1,08	1,18
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, ч/год	6775	6774	6804	6838	6875	6914	6928

Потребление электрической энергии ЕЭС России в 2024 году составит 1149092 млн кВт·ч. В 2029 году объем потребления электрической энергии оценивается в размере 1274474 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 2,04 %

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 30307 млн кВт·ч или 2,71 %.

Максимальное потребление мощности ЕЭС России в 2024 году составит 169223 МВт. В 2029 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 183351 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 2,07 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2024 году и составит 2,74 %, что обусловлено планируемым вводом промышленных объектов.

Годовой режим потребления электрической энергии ЕЭС России в прогнозном периоде останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума потребления мощности в 2029 году прогнозируется на уровне 6928 ч/год.

На рисунке 16 представлены фактические и прогнозные значения потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России.

Рисунок 16 – Прогнозные значения показателей потребления электрической энергии и мощности ЕЭС России

Прогнозные показатели потребления электрической энергии и мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России представлены в таблице 17. Потребление электрической энергии приведено с учетом и без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1072565	1100538	1127296	1151958	1173351	1192661	1211070
Годовой темп прироста, %	–	2,61	2,43	2,19	1,86	1,65	1,54
Потребление электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	2817	2817	2817	2817	2817	2817	4168
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	1069748	1097721	1124479	1149141	1170534	1189844	1206902
Годовой темп прироста, %	–	2,61	2,44	2,19	1,86	1,65	1,43
Максимум потребления мощности, МВт	157681	161720	165032	168102	170492	172416	174531
Годовой темп прироста, %	–	2,56	2,05	1,86	1,42	1,13	1,23
Число часов использования максимума потребления мощности без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, ч/год	6784	6788	6814	6836	6866	6901	6915

Потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2024 году составит 1100538 млн кВт·ч. В 2029 году потребление электрической энергии оценивается в размере 1211070 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 1,90 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2024 году и составит 27973 млн кВт·ч или 2,61 %.

Максимальное потребление мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2024 году прогнозируется на уровне 161720 МВт. В 2029 году максимальное потребление мощности увеличится и составит 174531 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,98 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2024 году и составит 2,56 %, что обусловлено планируемым вводом промышленных объектов.

Годовой режим потребления электрической энергии 1-й синхронной зоны в прогнозном периоде останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума потребления мощности к 2029 году прогнозируется на уровне 6915 ч/год.

На рисунке 17 представлены фактические и прогнозные значения потребления электрической энергии и мощности.

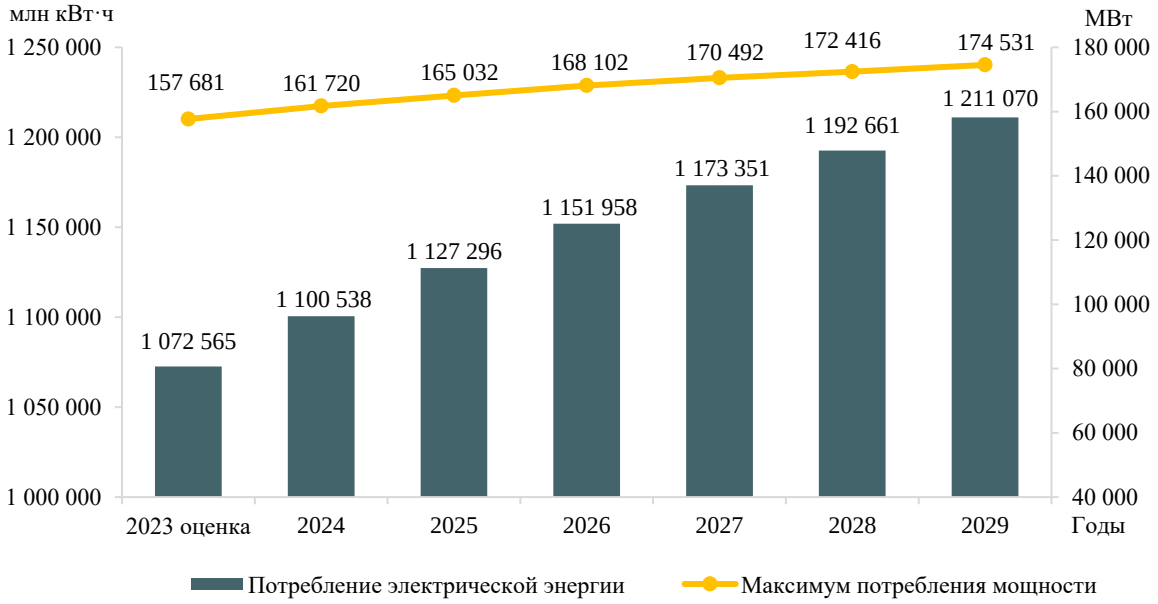

Рисунок 17 – Прогнозные значения показателей потребления электрической энергии и мощности 1-й синхронной зоны

Прогнозные показатели потребления электрической энергии и мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России представлены в таблице 18.

Потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России в 2024 году составит 48554 млн кВт·ч. В 2029 году потребление электрической энергии оценивается в размере 63404 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 5,20 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 5568 млн кВт·ч или 10,73 %.

Максимальное потребление мощности 2-й синхронной зоны в 2024 году прогнозируется на уровне 8391 МВт. На перспективу ожидается существенное увеличение максимума потребления мощности и в 2029 году его значение составит 9870 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,51 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности 2-й синхронной зоны в рассматриваемый прогнозный период ожидается в 2024 году и составит 6,65 %, что обусловлено планируемым вводом промышленных объектов.

Годовой режим потребления электрической энергии 2-й синхронной зоны в прогнозном периоде останется достаточно разуплотненным, как и в отчетном периоде. Однако, в рассматриваемый прогнозный период прогнозируется тенденция к увеличению числа часов использования максимума потребления мощности и к 2029 году его значение составит 6424 ч/год против 5786 ч/год в 2024 году.

Таблица 18 – Прогноз потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	46220	48554	51874	57442	61930	63028	63404
Годовой темп прироста, %	–	5,05	6,84	10,73	7,81	1,77	0,60
Максимум потребления мощности, МВт	7868	8391	8799	9351	9821	9844	9870
Годовой темп прироста, %		6,65	4,86	6,27	5,03	0,23	0,26
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5874	5786	5895	6143	6306	6403	6424

На рисунке 18 представлены фактические и прогнозные значения потребления электрической энергии и мощности.

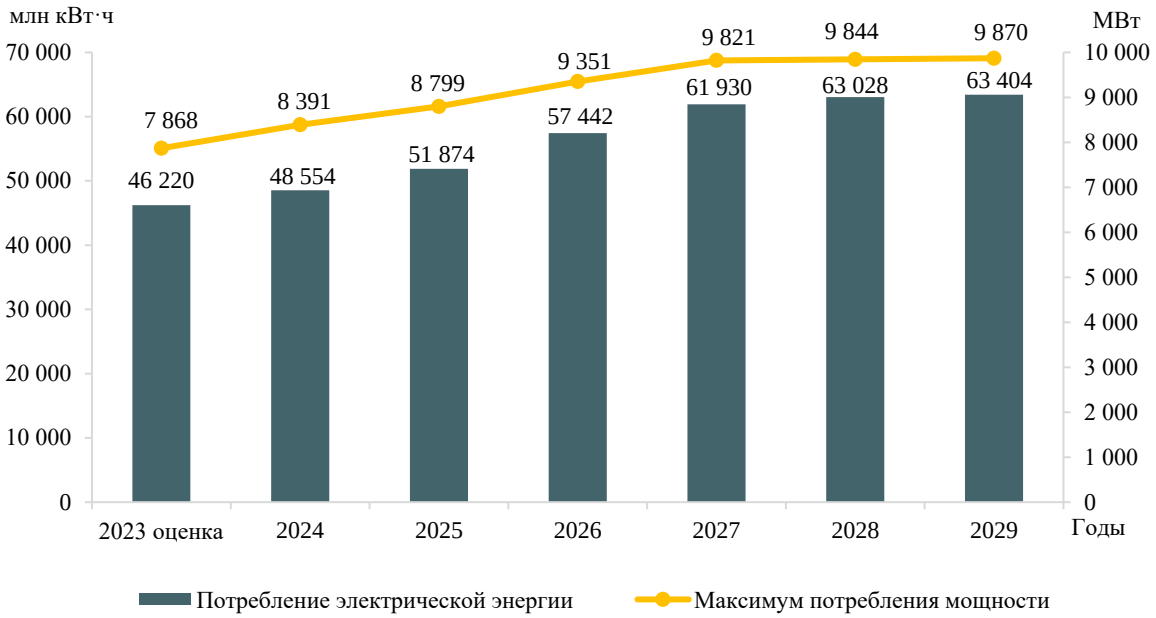

Рисунок 18 – Прогнозные значения показателей потребления электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России

4 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности

4.1 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности в ретроспективном периоде

Объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности и энергии на выдачу из ЕЭС России за период 2018–2022 годов составили:

– в 2018 году – 1713 МВт / 15526,2 млн кВт·ч;
– в 2019 году – 1847 МВт / 21193,8 млн кВт·ч;
– в 2020 году – 1528 МВт / 13311,5 млн кВт·ч;
– в 2021 году – 4222 МВт / 24111 млн кВт·ч;
– в 2022 году – 3415 МВт / 12285 млн кВт·ч.

Фактические объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности и энергии с указанием стран представлены в таблице 19.

Сальдо перетоков электрической мощности и энергии на выдачу из ЕЭС России за период 2018–2022 годов составило: в Финляндскую Республику (499–1310 МВт / 2617,7–8168,1 млн кВт·ч), Республику Монголия (18–126 МВт / 272,4–657,1 млн кВт·ч). Кроме того, осуществлялись экспортные поставки мощности и электрической энергии в рамках приграничной торговли с Финляндской Республикой (70–183 МВт / 346,8–1057,7 млн кВт·ч) и Королевством Норвегия (0,05–92,6 млн кВт·ч).

В период 2018–2019 годов объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности на выдачу из ЕЭС России в страны Балтии составили 282–318 МВт. В 2020–2022 годы сальдо перетоков мощности на прием в ЕЭС России составило 146–457 МВт. Объем межгосударственных сальдо перетоков электрической энергии в страны Балтии в период 2018–2021 годов составил 1299,7–4947 млн кВт·ч. Величина сальдо перетоков электрической энергии на прием в 2022 году составила 471,8 млн кВт·ч.

Сальдо перетоков электрической мощности и энергии в Республику Беларусь в период 2018–2022 годов составило 224–464 МВт / 2,9–1255,6 млн кВт·ч.

Передача мощности и электрической энергии в энергосистему Украины в период 2018–2022 годов составила 606–932 МВт/652,2–5497,6 млн кВт·ч.

Фактические экспортные поставки мощности и электрической энергии в Республики: Абхазию составили 199–343 МВт /28,2–1107,5 млн кВт·ч, Грузию – 85,5–915,5 млн кВт·ч, Южную Осетию – 25–29 МВт / 145,3–157,5 млн кВт·ч.

Экспортные поставки мощности в Республику Казахстан составили 555 МВт в 2021 году и 542 МВт в 2022 году. Величина сальдо перетоков электрической мощности и энергии на прием составила 7–300 МВт в период 2018–2020 годов и 3484,4 млн кВт·ч в 2018 году. Объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической энергии на выдачу в период 2019–2022 годов составили 162,5–539,8 млн кВт·ч.

В Китайскую Народную Республику фактический экспорт мощности и электрической энергии составил 248–865 МВт / 3060,3–4690,3 млн кВт·ч.

Таблица 19 – Фактические значения сальдо перетоков электрической мощности и энергии

Наименование	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность
	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт
ЕЭС России	15526,2	1713	21193,8	1847	13311,5	1528	24111	4222	12285,0	3415
Финляндия	6903	501	7023,4	499	2617,7	–	8168,1	1310	3235,7	1006
Финляндия (приграничный)	977,8	76	585,6	109	346,8	70	1057,7	75	416,1	183
Норвегия	20,1	–	92,6	–	31,9	–	31,0	–	0,05	–
Страны Балтии	3966,4	318	4947	282	1672	-146	1299,7	-195	-471,8	-457
Беларусь	568,6	-150	2,9	224	316,7	464	1255,6	263	868,9	342
Украина	2863,9	606	4373,6	714	4141	741	5497,6	932	652,2	913
Грузия	85,5	–	239,9	–	268	–	915,5	–	436,5	–
Азербайджан	-45,2	3	-133,5	-76	-30,1	1	-3,2	12	-4,8	-31
Абхазия	28,2	–	230,7	–	306,4	199	807,4	249	1107,5	343
Южная Осетия	145,3	26	146,2	25	145,9	28	153,7	29	157,5	29
Казахстан	-3484,4	-7	240,6	-197	162,5	-300	490,7	555	539,8	542
Монголия	388	18	345,6	20	272,4	123	463,4	126	657,1	38
Китай	3108,9	323	3099,1	248	3060,3	348	3973,9	865	4690,3	506

Примечания

1 Сальдо перетоков мощности приведено на час максимума потребления ЕЭС России.

2 Сальдо перетоков электрической мощности и энергии с превышением импорта приводится со знаком минус (-).

4.2 Прогнозные показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности

Величина экспорта мощности и электрической энергии из ЕЭС России принята по данным ПАО «Интер РАО».

Экспортные поставки из ЕЭС России планируются в следующем объеме:

– в 2024 году – 2485 МВт / 10541 млн кВт·ч;

– в 2025 году – 2485 МВт / 10544 млн кВт·ч;

– в 2026 году – 2485 МВт / 10547 млн кВт·ч;

– в 2027 году – 2485 МВт / 10550 млн кВт·ч;

– в 2028 году – 2485 МВт / 10553 млн кВт·ч;

– в 2029 году – 2485 МВт / 10555 млн кВт·ч.

По планам ПАО «Интер РАО» на период до 2029 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии в Республику Монголия (345 МВт/700 млн кВт·ч).

С мая 2022 года прекращены поставки электрической энергии и мощности из ЕЭС России в Финляндскую Республику. В настоящее время на территории Финляндии ВЛ 400 кВ Выборгская – Кюми (ЛЛн-1) и ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликкяля (ЛЛн-3) соединены в новую ЛЭП 400 кВ Кюми – Юлликкяля, а ВЛ 400 кВ Выборгская – Юлликкяля (ЛЛн-2) разъединена.

Экспортные поставки мощности и электрической энергии в Республику Беларусь предусматриваются в объеме 100 МВт/30 млн кВт·ч в период 2024–2029 годов.

В период 2024–2029 годов предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в республики: Грузию в объеме 400 МВт/1700 млн кВт·ч, Южную Осетию – 40 МВт/161–175 млн кВт·ч, Азербайджан – 300 МВт/300 млн кВт·ч.

Экспортные поставки в Республику Казахстан в 2024–2029 годы планируются в объеме: 350 МВт/3150 млн кВт·ч в период 2024–2029 годов.

В рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китайскую Народную Республику в объеме 950 МВт/4500 млн кВт·ч.

Прогнозируемые объемы экспорта мощности на час годового максимума ЕЭС России и годовые объемы экспорта электрической энергии с указанием стран, в которые осуществляются экспортные поставки, представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогноз экспорта электрической энергии и мощности по ЕЭС России (мощность на час максимума потребления мощности ЕЭС России)

Наименование	2024 г.		2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.		2029 г.	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность
	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт	млн кВт·ч	МВт
ЕЭС России	10541	2485	10544	2485	10547	2485	10550	2485	10553	2485	10555	2485
Финляндия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Норвегия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Страны Балтии	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Беларусь	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100
Грузия	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400
Южная Осетия	161	40	164	40	167	40	170	40	173	40	175	40
Азербайджан	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Казахстан	3150	350	3150	350	3150	350	3150	350	3150	350	3150	350
Монголия	700	345	700	345	700	345	700	345	700	345	700	345
Китай	4500	950	4500	950	4500	950	4500	950	4500	950	4500	950

5 Описание перспективного развития генерирующих мощностей ЕЭС России и синхронных зон

5.1 Основные объемы и структура выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях

При формировании объемов и структуры выводимого из эксплуатации генерирующего оборудования учитываются генерирующие объекты, которые соответствуют одному из условий:

– в отношении генерирующего оборудования уполномоченным органом принято решение о согласовании вывода его из эксплуатации или решение о реализации мероприятий по проектированию, строительству, реконструкции, модернизации и (или) техническому перевооружению объектов электросетевого хозяйства и (или) строительству (реконструкции) объекта по производству электрической энергии (мощности), необходимых на устранение причин, по которым вывод соответствующего генерирующего оборудования из эксплуатации невозможен, и о приостановлении вывода генерирующего оборудования из эксплуатации на период до завершения реализации таких мероприятий;

– вывод из эксплуатации генерирующего оборудования предусмотрен в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами отбора проектов модернизации генерирующих объектов ТЭС, и предполагает ввод замещающего генерирующего оборудования с изменением местоположения единиц генерирующего оборудования, их количества или станционного номера;

– вывод из эксплуатации генерирующего оборудования обусловлен вводом замещающего генерирующего оборудования, предусмотренного решениями Правительства Российской Федерации (для неценовых зон оптового рынка);

– вывод из эксплуатации энергоблоков АЭС, предусмотренный последней утвержденной Генеральной схемой.

Ожидаемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2023 году составляют 180,4 МВт на ТЭС.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2024–2029 годов составляют 5042,7 МВт. На АЭС планируется вывести из эксплуатации генерирующие мощности в объеме 1000 МВт: энергоблок № 2 на Курской АЭС; на ТЭС планируется вывод генерирующих мощностей в объеме 4042,7 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по ЕЭС России и синхронным зонам представлены в таблице 21 и на рисунке 19.

Таблица 21 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России и синхронных зон, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024–2029 гг.
ЕЭС России	180,4	2118,9	258,2	498,2	1334,4	833,0	–	5042,7
АЭС	–	1000,0	–	–	–	–	–	1000,0
ТЭС	180,4	1118,9	258,2	498,2	1334,4	833,0	–	4042,7
в том числе:								
1-я синхронная зона ЕЭС России, всего	174,4	2106,9	212,0	64,0	664,0	833,0	–	3879,9

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024–2029 гг.
АЭС	–	1000,0	–	–	–	–	–	1000,0
ТЭС	174,4	1106,9	212,0	64,0	664,0	833,0	–	2879,9
2-я синхронная зона ЕЭС России, всего	6	12,0	46,2	434,2	670,4	–	–	1162,8
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	6	12,0	46,2	434,2	670,4	–	–	1162,8

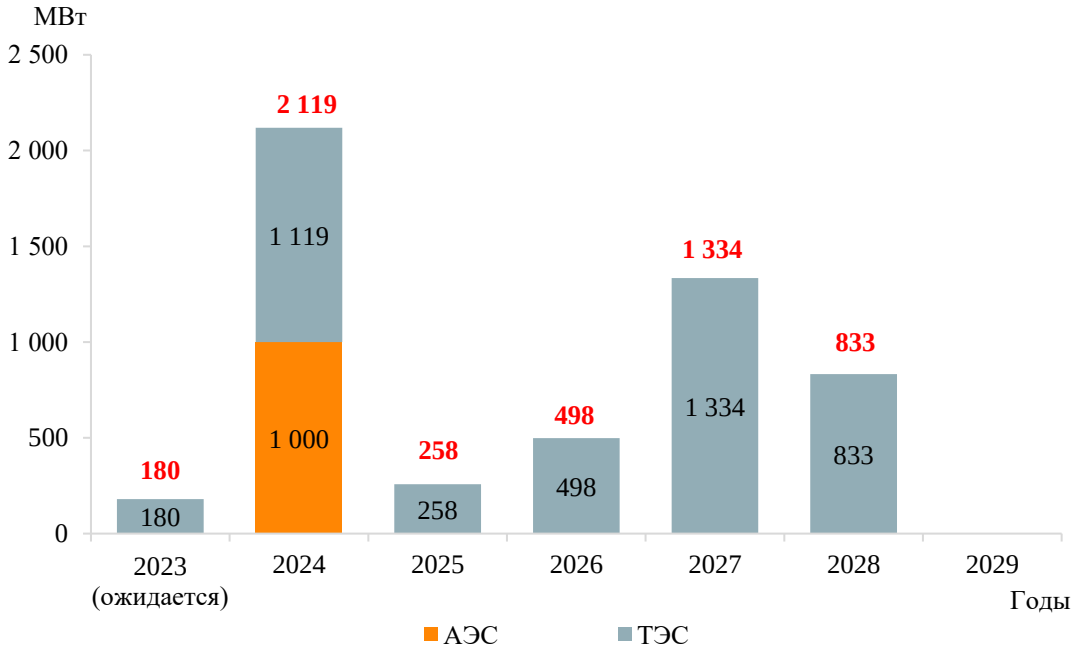

Рисунок 19 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2024–2029 годы

Планируемые объемы и структура вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2023 году и в период 2024–2029 годов приведены в приложении Б.

5.2 Основные объемы и структура вводимого генерирующего оборудования на электростанциях

При формировании объемов и структуры ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования учитываются генерирующие объекты, которые соответствуют одному из условий:

– генерирующие объекты, которые предусмотрены последней утвержденной Генеральной схемой (для энергоблоков АЭС на период, на который по состоянию на 1 июля текущего года не проведен долгосрочный конкурентный отбор мощности и не утверждена инвестиционная программа организации – собственника АЭС);

– генерирующие объекты, которые предусмотрены в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами отбора проектов модернизации генерирующих объектов ТЭС;

– генерирующие объекты, которые подтверждены результатами долгосрочных конкурентных отборов мощности, конкурентных отборов мощности

генерирующих объектов, подлежащих строительству, долгосрочных конкурентных отборов мощности генерирующих объектов, временно замещающих генерирующие объекты, подлежащие строительству по итогам отбора мощности новых генерирующих объектов;

– генерирующие объекты, включенные в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики (для объектов по производству электрической энергии, расположенных в ценовых зонах оптового рынка, – в части периода, на который по состоянию на 1 июля текущего года не проведен долгосрочный конкурентный отбор мощности; для объектов по производству электрической энергии, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, – на весь среднесрочный период);

– генерирующие объекты, которые подтверждены обязательствами, принятыми производителями электрической энергии – субъектами оптового рынка по договорам купли-продажи (поставки) мощности, указанным в Правилах оптового рынка, п. 4, подп. 10, абзац второй, а также по результатам конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ;

– генерирующие объекты, которые подтверждены наличием договорных обязательств по осуществлению технологического присоединения к электрическим сетям объекта по производству электрической энергии (для объектов по производству электрической энергии, которые принадлежат (будут принадлежать) на праве собственности или ином законом основании потребителям электрической энергии и технологическое присоединение которых к электрическим сетям в соответствии с утвержденными техническими условиями для технологического присоединения к электрическим сетям планируется осуществлять одновременно с принадлежащими таким потребителям энергопринимающими устройствами);

– генерирующие объекты, которые предусмотрены решениями Правительства Российской Федерации (для неценовых зон оптового рынка и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем).

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2023 году ожидаются в объеме 1423,7 МВт, в том числе: на ГЭС – 56,8 МВт, на ТЭС – 1271,9 МВт, на ВЭС – 95 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 15736,3 МВт, в том числе: на АЭС – 2700 МВт, на ГЭС – 258 МВт, на ГАЭС – 840 МВт, на ТЭС – 6960 МВт и на ВЭС, СЭС – 4978,3 МВт (уже определенные к реализации проекты строительства электростанций).

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по синхронным зонам и ЕЭС России представлены в таблице 22 и на рисунке 20.

Таблица 22 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России и синхронных зон, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024–2029 гг.
ЕЭС России	1423,7	2049,2	3588,6	2506,1	2973,9	3923,2	695,3	15736,3
АЭС	–	–	1200	–	1500	–	–	2700
ГЭС	56,8	8,1	33,4	16,5	104	46,2	49,8	258
ГАЭС	–	–	–	–	–	840	–	840

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024–2029 гг.
ТЭС	1271,9	1507,7	800	1896,9	600	2155,4	–	6960
ВИЭ – всего	95	533,4	1555,2	592,7	769,9	881,6	645,5	4978,3
ВЭС	95	253,4	901,5	171,5	479,3	659,5	645,5	3110,7
СЭС	–	280	653,7	421,2	290,6	222,1	–	1867,6
в том числе:								
1-я синхронная зона ЕЭС России, всего	1423,7	2019,2	3105,6	1486,1	2269,9	3373,2	695,3	12949,3
АЭС	–	–	1200	–	1500	–	–	2700
ГЭС	56,8	8,1	33,4	16,5	–	46,2	49,8	154
ГАЭС	–	–	–	–	–	840	–	840
ТЭС	1271,9	1477,7	317	876,9	–	1605,4	–	4277
ВИЭ – всего	95	533,4	1555,2	592,7	769,9	881,6	645,5	4978,3
ВЭС	95	253,4	901,5	171,5	479,3	659,5	645,5	3110,7
СЭС	–	280	653,7	421,2	290,6	222,1	–	1867,6
2-я синхронная зона ЕЭС России, всего	–	30	483	1020	704	550	–	2787
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ГЭС	–	–	–	–	104	–	–	104
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	–	30	483	1020	600	550	–	2683
ВИЭ – всего	–	–	–	–	–	–	–	–
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–

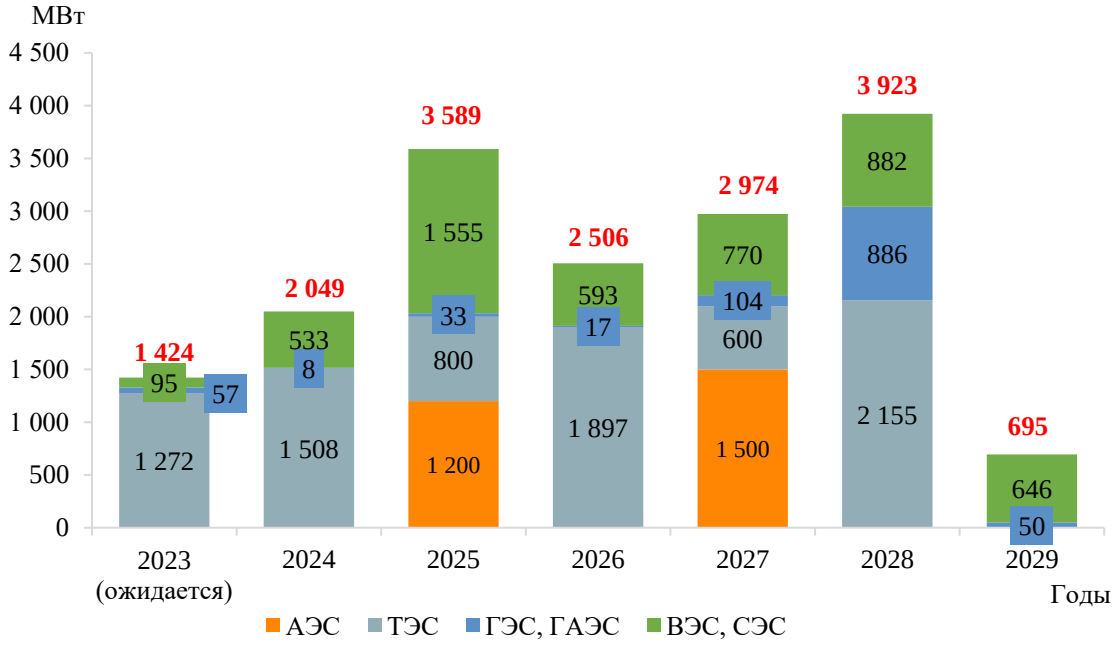

Рисунок 20 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2024–2029 годов

Развитие атомной энергетики в период 2024–2029 годов предусматривается:

– на площадке Курской АЭС в Курской области с вводом двух энергоблоков типа ВВЭР-ТОИ установленной мощностью по 1200 МВт каждый в 2025 и 2027 годах;

– на площадке опытно-демонстративного энергоблока г. Северск в Томской области планируется ввод в эксплуатацию энергоблока БРЕСТ-ОД-300 установленной мощностью 300 МВт в 2027 году.

Вводы генерирующих мощностей на ГЭС в ЕЭС России в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 258 МВт.

Ввод ГА № 4 на Светлинской ГЭС предусмотрен в соответствии с инвестиционной программой АО «Вилюйская ГЭС-3», (утверждена приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) от 08.11.2022 № 622-ОД). Ввод ГА № 4 на Светлинской ГЭС позволяет исключить негативное влияние на фундаментную плиту здания ГЭС, обусловленное отсутствием переменных нагрузок от периодического осушения и заполнения водопропускных трактов ГА № 4 и отсутствием динамической нагрузки от несмонтированного оборудования ГА № 4, которое может привести к разрушению плотины.

В 2028 году планируется завершение строительства Загорской ГАЭС-2 установленной мощностью 840 МВт.

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий:

– на Ивановских ПГУ (ПГУ-325) в энергосистеме Ивановской области;

– на Каширской ГРЭС (2×ПГУ-450) в энергосистеме г. Москвы и Московской области;

– на Заинской ГРЭС (ПГУ-850) в энергосистеме Республики Татарстан;

– на Ударной ТЭС (2×ПГУ-225) в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края;

– на Новочеркасской ГРЭС (ПГУ-324) в энергосистеме Ростовской области;

– на Артемовской ТЭЦ-2 (2×ПГУ-220) в энергосистеме Приморского края;

– на Хабаровской ТЭЦ-4 (2×ПГУ-205) в энергосистеме Хабаровского края и ЕАО;

– на ТЭС «Чульман» (ПГУ-330) в энергосистеме Республики Саха (Якутия).

В рамках реализации развития второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД» на Нерюнгринской ГРЭС в энергосистеме Республики Саха (Якутия) планируется строительство двух паросиловых энергоблоков (2×К–225–12,8) установленной мощностью 225 МВт каждый в 2025 году.

Развитие ВИЭ предусматривает строительство на уже определенных площадках размещения ВЭС (3110,7 МВт) и СЭС (1867,6 МВт). Всего в части развития ВИЭ до 2029 года планируется ввод в работу 4978,3 МВт ВЭС и СЭС по уже определенным проектам электростанций в рамках программы поддержки развития таких источников электрической энергии.

Планируемые объемы и структура ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2023 году и в период 2024–2029 годов приведены в приложении Б.

5.3 Основные объемы и структура реконструкции генерирующего оборудования на электростанциях

При формировании объемов и структуры реконструкции (модернизации или перемаркировки) генерирующего оборудования учитываются генерирующие объекты, которые соответствуют одному из условий:

– генерирующие объекты, которые предусмотрены в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами отбора проектов модернизации генерирующих объектов ТЭС;

– генерирующие объекты, которые подтверждены результатами долгосрочных конкурентных отборов мощности, конкурентных отборов мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству, долгосрочных конкурентных отборов мощности генерирующих объектов, временно замещающих генерирующие объекты, подлежащие строительству по итогам отбора мощности новых генерирующих объектов;

– генерирующие объекты, которые включены в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики (для объектов по производству электрической энергии, расположенных в ценовых зонах оптового рынка, – в части периода, на который к моменту разработки схемы и программы развития не проведен долгосрочный конкурентный отбор мощности; для объектов по производству электрической энергии, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, – на весь среднесрочный период);

– генерирующие объекты, которые предусмотрены решениями Правительства РФ (для неценовых зон оптового рынка и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем).

Прирост мощности на электростанциях ЕЭС России в результате проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования в 2023 году ожидается в объеме 70 МВт.

Прирост мощности на электростанциях ЕЭС России в результате проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования в период 2024–2029 годов планируется в объеме 1295,9 МВт.

Планируемые объемы реконструкции (модернизации) генерирующего оборудования на электростанциях ЕЭС России в 2023 году и в период 2024–2029 годов приведены в приложении Б.

6 Результаты расчетов балансовой надежности

Расчеты балансовой надежности ЕЭС России проведены на среднесрочный период 2024–2029 годов для следующих условий:

– прогноз потребления электрической энергии и мощности по ЕЭС России и территориальным энергосистемам, входящим в ЕЭС России, включающий в себя, в том числе потребление новых инвестиционных проектов, по которым не заключены договора технологического присоединения к электрическим сетям, в юго-восточной части ОЭС Сибири общей расчетной мощностью 414 МВт;

– состав генерирующего оборудования – в соответствии с приложением Б, с учетом ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования Новоленской ТЭС с 01.07.2028 общей установленной мощностью 550 МВт;

– синхронная работа ОЭС Востока и ОЭС Сибири – начиная с 01.01.2029.

Результаты расчетов показателей балансовой надежности зон надежности ЕЭС России на 2024–2029 годы приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Показатели балансовой надежности (вероятность бездефицитной работы) зон надежности ЕЭС России на 2024–2029 годы

Зона надежности	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Зона № 10021 – Тюменская область (северная часть), Ханты-Мансийский автономный округ (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10022 – Свердловская область (восточная часть), Тюменская область (южная часть)	0,9999	0,9998	0,9997	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 10031 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Ноябрьский энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10032 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Северный энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10033 – Ямало-Ненецкий автономный округ (Уренгой)	*0,9945*	*0,9940*	*0,9942*	*0,9944*	*0,9943*	*0,9942*
Зона № 10041 – Пермский край (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10042 – Свердловская область (Серово-Богословский энергорайон)	0,9999	0,9997	0,9997	0,9997	0,9997	0,9996
Зона № 10050 – Ханты-Мансийский автономный округ (Нижневартовский энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10081 – Кировская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10082 – Пермский край (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10083 – Курганская область (северо-западная часть), Свердловская область (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10084 – Республика Башкортостан (р-н Кармановской ГРЭС), Пермский край (южная часть), Республика Удмуртия	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10085 – Республика Башкортостан (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10086 – Оренбургская область (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10087 – Республика Башкортостан (восточная часть), Оренбургская область (восточная часть), Челябинская область (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 10089 – Курганская область (западная часть), Челябинская область (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 100810 – Курганская область (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20011 – Самарская область, Ульяновская область (северо-восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20012 – Самарская область (юго-западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20020 – Саратовская область (восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20030 – Саратовская область (западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20040 – Пензенская область, Ульяновская область (западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20051 – Нижегородская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20052 – Республика Мордовия, Нижегородская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20061 – Республика Чувашия, Республика Татарстан (западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20062 – Республика Марий-Эл, Республика Татарстан (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999

Зона надежности	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Зона № 20081 – Республика Татарстан (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20082 – Республика Татарстан (восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 20083 – Республика Татарстан (Елабуга)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 30011 – Республика Дагестан (южная часть)	0,9983	0,9975	0,9983	0,9987	0,9989	0,9988
Зона № 30012 – Республика Дагестан (северная часть)	0,9998	0,9992	0,9993	0,9993	0,9996	0,9996
Зона № 30021 – Ставропольский край (западная часть)	0,9998	0,9994	0,9995	0,9996	0,9997	0,9997
Зона № 30022 – Ставропольский край (юго-восточная часть), Кабардино-Балкарская Республика, Карачаево-Черкесская Республика, Республика Калмыкия (юго-восточная часть)	0,9998	0,9989	0,9992	0,9994	0,9995	0,9996
Зона № 30031 – Краснодарский край (центральная часть)	0,9976	0,9972	*0,9944*	*0,9932*	*0,9918*	*0,9900*
Зона № 30032 – Краснодарский край (юго-западная часть)	0,9976	0,9972	*0,9944*	*0,9932*	*0,9918*	*0,9900*
Зона № 30033 – Республика Адыгея, Краснодарский край (восточная часть)	0,9976	0,9972	*0,9944*	*0,9932*	*0,9917*	*0,9900*
Зона № 30035 – Краснодарский край (северная часть)	0,9996	0,9987	0,9978	0,9973	0,9979	0,9975
Зона № 30036 – Краснодарский край (Тамань)	0,9976	0,9972	*0,9944*	*0,9932*	*0,9918*	*0,9900*
Зона № 30041 – Ростовская область (юго-восточная часть), Республика Калмыкия (западная часть)	0,9998	0,9994	0,9980	0,9974	0,9970	0,9962
Зона № 30042 – Ростовская область (северо-западная часть)	0,9997	0,9989	0,9977	0,9971	0,9971	0,9962
Зона № 30050 – Волгоградская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 30060 – Астраханская область, Республика Калмыкия (северо-восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 30071 – Республика Северная Осетия – Алания, Республика Ингушетия, Республика Чечня (западная часть)	0,9998	0,9992	0,9993	0,9993	0,9995	0,9996
Зона № 30072 – Республика Чечня	0,9998	0,9992	0,9993	0,9993	0,9995	0,9996
Зона № 30081 – Республика Крым (западная часть), г. Севастополь	0,9972	0,9960	*0,9916*	*0,9898*	*0,9869*	*0,9851*
Зона № 30082 – Республика Крым (восточная часть)	0,9976	0,9972	*0,9944*	*0,9932*	*0,9918*	*0,9900*
Зона № 40011 – Мурманская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40012 – Мурманская область (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40013 – Мурманская область (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40021 – Республика Карелия (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40022 – Республика Карелия (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40031 – Ленинградская область, г. Ленинград	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40032 – Новгородская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40070 – Калининградская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40081 – Архангельская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40082 – Архангельская область (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999

Зона надежности	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Зона № 40091 – Республика Коми (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40092 – Республика Коми (центральная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 40093 – Республика Коми (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50101 – Московская область (без Загорской ГАЭС), г. Москва	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50102 – Загорская ГАЭС	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50161 – Ярославская область (западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50162 – Ярославская область (восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50163 – Костромская область, Ивановская область, Ярославская область (южная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50164 – Владимирская область	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50170 – Тверская область (без южной части)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50180 – Смоленская область, Тверская область (южная часть)	0,9998	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50191 – Брянская область	0,9997	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50192 – Орловская область (без восточной части)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50200 – Тверская область (Калининская АЭС)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50230 – Курская область, Белгородская область (западная часть)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50240 – Липецкая область, Тамбовская область, Орловская область (восточная часть)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50260 – Воронежская область, Белгородская область (восточная часть)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50272 – Белгородская область (северная часть)	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50291 – Вологодская область (восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50292 – Вологодская область (западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50293 – Вологодская область (Вологодский энергоузел)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50311 – Калужская область, Тульская область (Черепетская ГРЭС)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50312 – Тульская область (кроме Черепетской ГРЭС)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 50313 – Рязанская область	0,9999	0,9998	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 100002 – Иркутская область (южная часть)	0,9999	*0,9939*	*0,8945*	*0,7760*	*0,7933*	*0,7753*
Зона № 100003 – Кемеровская область – Кузбасс	0,9997	0,9994	0,9992	0,9994	0,9999	0,9990
Зона № 100004 – Томская область	0,9997	0,9994	0,9992	0,9994	0,9999	0,9990
Зона № 100007 – Омская область	0,9999	0,9998	0,9997	0,9999	0,9999	0,9997
Зона № 100011 – Красноярский край (Красноярск)	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996	0,9997	0,9988
Зона № 100012 – Красноярский край (восточная часть)	0,9999	0,9999	0,9997	0,9996	0,9996	0,9988
Зона № 100051 – Красноярский край (Назаровский энергорайон)	0,9999	0,9999	0,9998	0,9998	0,9999	0,9991
Зона № 100052 – Красноярский край (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9995	0,9993	0,9992	0,9985

Зона надежности	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Зона № 100061 – Новосибирская область	0,9997	0,9994	0,9992	0,9994	0,9999	0,9990
Зона № 100062 – Республика Алтай, Алтайский край	0,9997	0,9994	0,9992	0,9994	0,9999	0,9990
Зона № 100081 – Республика Бурятия (северо-байкальский участок БАМ)	0,9998	0,9996	0,9993	0,9989	*0,9640*	*0,9543*
Зона № 100082 – Республика Бурятия (Бодайбинский район)	0,9997	0,9995	0,9992	0,9960	*0,9552*	*0,9850*
Зона № 100090 – Красноярский край (южная часть), Республика Хакассия	0,9999	0,9999	0,9998	0,9998	0,9999	0,9991
Зона № 100101 – Республика Бурятия (южная часть)	0,9999	*0,9939*	*0,8945*	*0,7759*	*0,7932*	*0,7492*
Зона № 100102 – Забайкальский край (западная часть)	0,9998	*0,9938*	*0,8938*	*0,7708*	*0,7920*	*0,7473*
Зона № 100103 – Забайкальский край (юго-восточная часть)	0,9998	*0,9938*	*0,8938*	*0,7706*	*0,7919*	*0,7462*
Зона № 100110 – Республика Тыва	0,9999	0,9999	0,9985	0,9977	0,9971	0,9962
Зона № 100120 – Иркутская область (северная часть)	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996	0,9997	0,9990
Зона № 100130 – Иркутская область (Братск)	0,9999	0,9999	0,9998	0,9996	0,9997	0,9990
Зона № 100160 – Иркутская область (восточная часть)	0,9998	0,9997	0,9993	0,9989	0,9995	*0,9858*
Зона № 110010 – Приморский край (без Приморской ГРЭС)	*0,9492*	*0,8162*	*0,7435*	*0,6744*	*0,7193*	*0,7455*
Зона № 110021 – Хабаровский край (южная часть), Приморский край (Приморская ГРЭС)	*0,9492*	*0,8162*	*0,7435*	*0,6744*	*0,7193*	*0,7455*
Зона № 110022 – Хабаровский край (северная часть), Еврейская автономная область	*0,9492*	*0,8162*	*0,7435*	*0,6744*	*0,7193*	*0,7455*
Зона № 110023 – Хабаровский край (восточная часть)	*0,9492*	*0,8162*	*0,7433*	*0,6734*	*0,7182*	*0,7441*
Зона № 110031 – Амурская область (центральная часть)	*0,9492*	*0,8162*	*0,7435*	*0,6744*	*0,7193*	*0,7455*
Зона № 110032 – Амурская область (западная часть)	*0,9491*	*0,8160*	*0,7435*	*0,6744*	*0,7191*	*0,7466*
Зона № 110041 – Республика Саха (южная часть)	*0,9467*	*0,8160*	*0,7435*	*0,6744*	*0,7193*	*0,7466*
Зона № 110045 – Республика Саха (западная часть)	*0,9530*	*0,9873*	*0,9816*	*0,9820*	*0,9608*	*0,9824*
Зона № 110046 – Республика Саха (северо-западная часть)	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
Зона № 110047 – Республика Саха (центральная часть)	*0,9465*	*0,8157*	*0,7435*	*0,6744*	*0,7193*	*0,7466*

7 Прогнозные балансы электрической энергии и мощности по ЕЭС России и синхронным зонам

7.1 Баланс мощности с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования

Перспективные балансы мощности по ЕЭС России и синхронным зонам сформированы на час прохождения максимума потребления мощности. В сводном балансе мощности по ЕЭС России максимум потребления 2–ой синхронной зоны определен с учетом совмещения в максимуме потребления ЕЭС России.

При прогнозируемом максимуме потребления и заданных объемах экспорта мощности потребность в мощности по ЕЭС России увеличится со 171708 МВт в 2024 году до 185836 МВт в 2029 году.

В балансах мощности учтены следующие факторы снижения использования установленной мощности электростанций:

– ограничения установленной мощности действующих АЭС, ТЭС и ГЭС в период зимнего максимума потребления;

– неучастие в покрытии максимума потребления мощности генерирующего оборудования, введенного после прохождения максимума потребления мощности.

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием основного и вспомогательного оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) его установленной мощности, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном на турбинах с противодавлением), экологическими ограничениями по условиям охраны воздушного и водного бассейнов и др. Ограничения установленной мощности ГЭС связаны с техническим состоянием оборудования и снижением располагаемого напора ниже расчетного из-за сезонной сработки водохранилища, незавершенностью строительных мероприятий отдельных ГЭС.

Величина мощности, не участвующая по причине названных выше факторов в балансе мощности на час прохождения максимума потребления по ЕЭС России, в прогнозном периоде изменяется в диапазоне 21574–26078,2 МВт (8,6–10 % от установленной мощности электростанций ЕЭС России).

В результате в обеспечении балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в объеме 227855 МВт в 2024 году и 235216,6 МВт в 2029 году, что превышает потребность в мощности с учетом перетока в смежные энергосистемы на 48230,6–54997 МВт в рассматриваемый период.

В обеспечении балансов мощности 1-й синхронной зоны в период до 2029 года может участвовать мощность электростанций в объеме 217231,2–223101,8 МВт, что превышает потребность в мощности с учетом перетока мощности в смежные энергосистемы на 46124,6–53065 МВт.

По 2-й синхронной зоне в период до 2029 года мощность электростанций превышает потребность в мощности с учетом перетока мощности в смежные энергосистемы на 761–1082 МВт.

Сводные балансы мощности по ЕЭС России, а также по синхронным зонам представлены в таблицах 24–26.

Балансовые показатели по энергосистемам приведены в приложении А.

Таблица 24 – Баланс мощности ЕЭС России

Наименование	Единица измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления	МВт	169223	172895	176459	179270	181213	183351
Экспорт мощности	МВт	2485	2485	2485	2485	2485	2485
Итого потребность в мощности	МВт	171708	175380	178944	181755	183698	185836
Установленная мощность	МВт	249429	253032,7	255931	257477,6	260592	261294,8
АЭС	МВт	28543	29743	29743	31243	31243	31243
ГЭС	МВт	50297,8	50405,7	50566,5	50722,7	51621,1	51678,4
ТЭС	МВт	165381	166121,6	168266,4	167386,9	168721,3	168721,3
ВЭС, СЭС	МВт	5207,3	6762,5	7355,1	8125	9006,7	9652,2
Ограничения мощности	МВт	20664,2	22653,0	23345,1	24222,3	25426,1	26078,2
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	909,8	450	720	104	–	–
Итого покрытие потребности	МВт	227855	229929,8	231865,9	233151,3	235165,9	235216,6
ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-)	МВт	56147	54549,8	52921,9	51396,3	51467,9	49380,6
Переток мощности в смежные энергосистемы	МВт	1150	1150	1150	1150	1150	1150
ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-) с учетом перетока мощности в смежные энергосистемы	МВт	54997	53399,8	51771,9	50246,3	50317,9	48230,6

Таблица 25 – Баланс мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование	Единица измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления	МВт	161720	165032	168102	170492	172416	174531
Экспорт мощности	МВт	1535	1535	1535	1535	1535	1535
Итого потребность в мощности	МВт	163255	166567	169637	172027	173951	176066
Установленная мощность	МВт	238087,2	241254,1	243166,6	245042,5	247606,9	248309,7
АЭС	МВт	28543	29743	29743	31243	31243	31243
ГЭС	МВт	45680,3	45788,2	45949	46001,2	46899,6	46956,9
ТЭС	МВт	158656,7	158960,5	160119,5	159673,3	160457,7	160457,7
ВЭС, СЭС	МВт	5207,3	6762,5	7355,1	8125	9006,7	9652,2
Ограничения мощности	МВт	19946,2	22121,7	22847,4	23662,1	24555,9	25208

Наименование	Единица измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	909,8	–	–	–	–	–
Итого покрытие потребности	МВт	217231,2	219132,4	220319,2	221380,5	223051,1	223101,8
ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-)	МВт	53976,2	52565,4	50682,2	49353,5	49100,1	47035,8
Переток мощности в смежные энергосистемы	МВт	911,2	911,2	911,2	911,2	911,2	911,2
ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-) с учетом перетока мощности в смежные энергосистемы	МВт	53065	51654,2	49771	48442,3	48188,9	46124,6

Таблица 26 – Баланс мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование	Единица измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления	МВт	8391	8799	9351	9821	9844	9870
Экспорт мощности	МВт	950	950	950	950	950	950
Итого потребность в мощности	МВт	9341	9749	10301	10771	10794	10820
Установленная мощность	МВт	11341,8	11778,6	12764,4	12435,1	12985,1	12985,1
АЭС	МВт	–	–	–	–	–	–
ГЭС	МВт	4617,5	4617,5	4617,5	4721,5	4721,5	4721,5
ТЭС	МВт	6724,3	7161,1	8146,9	7713,6	8263,6	8263,6
ВЭС, СЭС	МВт	–	–	–	–	–	–
Ограничения мощности	МВт	717,9	531,2	497,7	560,3	870,3	870,3
Вводы мощности после прохождения максимума	МВт	–	450	720	104	–	–
Итого покрытие потребности	МВт	10624	10797,4	11546,7	11770,8	12114,8	12114,8
ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-)	МВт	1283	1048,4	1245,7	999,8	1320,8	1294,8
Переток мощности в смежные энергосистемы	МВт	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8
ИЗБЫТОК (+)/ ДЕФИЦИТ (-) с учетом перетока мощности в смежные энергосистемы	МВт	1044,2	809,6	1006,9	761	1082	1056

Анализ балансов мощности показывает наличие в ЕЭС России энергорайонов, в которых возможно возникновение непокрываемого дефицита мощности в случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей.

К таким энергорайонам относятся:

– Юго-восточная часть Сибири;

– Юго-Западная часть ОЭС Юга;

– Северная часть Урала;

– ОЭС Востока.

Юго-восточная часть ОЭС Сибири.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в Иркутско-Черемховском и Тулуно-Зиминском энергорайонах энергосистемы Иркутской области, а также южной части Республики Бурятия и Забайкальского края (далее – юго-восточная часть ОЭС Сибири) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Братск – Иркутск», включающим в себя ВЛ 500 кВ Братский ПП – Ново-Зиминская, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 1, ВЛ 500 кВ Братская ГЭС – Тулун № 2, а также с учетом пропускной способности по ВЛ 220 кВ Тулун – Покосное, ВЛ 110 кВ Замзор – Тайшет с отпайками, ВЛ 110 кВ Силикатная – Тайшет с отпайкой на ПС Облепиха.

Основные показатели баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» для указанных условий на перспективу приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Баланс мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск», МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности	7798	8008	8436	8805	8869	9010
Экспорт в Монголию	345	345	345	345	345	345
Потребность в мощности	8143	8353	8781	9150	9214	9355
Располагаемая мощность электростанций	6274	6274	6274	6274	6274	6274
Дефицит (-)/профицит (+)	-1869	-2079	-2507	-2876	-2940	-3081
Переток из ОЭС Востока	64	64	64	64	64	64
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в нормальной схеме	2197	2197	2197	2197	2197	2197
Пропускная способность электропередачи Братск – Иркутск в ремонтной схеме	1792	1792	1792	1792	1792	1792
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	392	182	-246	-615	-679	-820
Дефицит (-)/профицит (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-13	-223	-651	-1020	-1084	-1225

Анализ баланса мощности юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 246–820 МВт в нормальной схеме существующей сети в период 2026–2029 годов, 13–1225 МВт в ремонтной схеме существующей сети в период 2024–2029 годов.

Исходя из анализа перспективных режимов работы юго-восточной части ОЭС Сибири за КС «Братск – Иркутск» с учетом:

– распределения и планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

– существующей динамики развития региона, роста валового регионального продукта и промышленного производства, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;

– исключения строительства линий электропередачи в особо охраняемых природных зонах озера Байкал и их параллельного прохождения в одном направлении;

– планируемого в 2028–2029 годах усиления межсистемных связей и реализации параллельной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири с возможностью покрытия дефицита электрической энергии в ОЭС Востока в средневодный и маловодный годы;

– величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности, составляющей 1225 МВт и определенной, в том числе, по результатам многокритериальной оценки новых инвестиционных проектов;

– величины прогнозируемого дефицита электрической энергии в ОЭС Сибири и ее восточной части в средневодный и маловодный годы, покрытие которого не целесообразно путем сооружения электросетевых объектов,

наиболее целесообразным является строительство новых объектов генерации, обеспечивающих покрытие величины прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности, путем строительства объектов генерации суммарной мощностью не менее 1225 МВт в южной части энергосистем Иркутской области, Забайкальского края и Республики Бурятия.

На основании результатов расчетов балансовой надежности с учетом указанного объема новых объектов генерации обеспечивается уровень балансовой надежности не ниже нормативного в рассматриваемом энергорайоне.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов. Конкретные технические требования к размещению объектов генерации должны быть определены распоряжением Правительства Российской Федерации.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

Юго-Западная часть ОЭС Юга.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Юго-Западной части ОЭС Юга выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «ОЭС – Кубань», включающем в себя ВЛ 500 кВ Кубанская – Тихорецк, ВЛ 500 кВ Ставропольская ГРЭС – Центральная, ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань, ВЛ 220 кВ Центральная – Ветропарк, ВЛ 220 кВ Армавир – Черемушки, ВЛ 220 кВ Брюховецкая – Каневская, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Брюховецкая, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат, ВЛ 220 кВ Тихорецк – Ново-Лабинская.

Основные показатели баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Баланс мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» для периода экстремально высоких температур, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозируемое потребление мощности в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань»	5009	5173	5449	5499	5599	5647
Переток мощности в энергосистему Республики Крым и г. Севастополь	850	850	850	850	850	850
Переток мощности в энергосистему Грузии	0	0	0	0	0	0
Переток мощности в энергосистему Республики Абхазии	0	0	0	0	0	0
Потребность в мощности	5859	6023	6299	6349	6449	6497
Располагаемая мощность электростанций, находящихся за КС «ОЭС – Кубань»	2482	2482	2482	2482	2482	2482
Требуемый переток мощности	-3377	-3541	-3816	-3867	-3967	-4015
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в нормальной схеме	3420	3420	3420	3420	3420	3420
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» в ремонтной схеме	2864	2864	2864	2864	2864	2864
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	43	-121	-396	-447	-547	-595
Дефицит (-)/профицит (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-513	-677	-952	-1003	-1103	-1151
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань в нормальной схеме	3590	3590	3590	3590	3590	3590
Пропускная способность КС «ОЭС – Кубань» с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань в ремонтной схеме	3158	3158	3158	3158	3158	3158
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань в нормальной схеме	213	49	-226	-277	-377	-425
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-219	-383	-658	-709	-809	-857

Анализ баланса мощности Юго-Западной части ОЭС Юга за КС «ОЭС – Кубань» показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и ремонтной схемах 121–595 МВт и 513–1151 МВт соответственно.

При оценке территорий размещения дополнительных генерирующих мощностей также проведен анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя на период 2024–2029 годов для периода зимних максимальных нагрузок, учитывая, что собственный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя наблюдается в зимний период.

Основные показатели баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Баланс мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополь	1800	1828	1847	1853	1858	1864
Переток мощности в энергосистему Херсонской и Запорожской областей	550	550	550	550	550	550
Потребность в мощности	2350	2378	2397	2403	2408	2414
Располагаемая мощность электростанций	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Требуемый переток мощности	-782	-810	-829	-835	-840	-846
Пропускная способность в КС «ОЭС Юга – Крым» в нормальной схеме	850	850	850	850	850	850
Пропускная способность в КС «ОЭС Юга – Крым» в ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	790	790	790	790	790	790
Дефицит (-)/профицит (+) в нормальной схеме	68	40	21	15	10	4
Дефицит (-)/профицит (+) в ремонтной схеме (при отключении блока Балаклавской ТЭС (251,5 МВт))	-243	-271	-290	-296	-301	-307

Анализ баланса мощности энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя в период собственного максимума нагрузки энергосистемы показывает, что с учетом передачи мощности в энергосистему Херсонской и Запорожской областей и использования мощности Мобильных ГТЭС на уровне располагаемой мощности, в случае отключения одного из наиболее крупных энергоблоков энергосистемы Республики Крым и г. Севастополя (энергоблока Балаклавской ТЭС мощностью 251,5 МВт) с 2024 года возникает превышение требуемого перетока мощности величины максимально допустимого перетока. Дефицит мощности на уровне 2029 года составит 307 МВт.

Исходя из анализа перспективных режимов работы Юго-Западной части ОЭС Юга снизить дефицит в нормальной и ремонтной схеме за КС «ОЭС – Кубань» позволит сооружение ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань. При этом, с учетом ввода в работу ВЛ 500 кВ Тихорецк – Тамань непокрываемый дефицит мощности в ремонтной схеме составит 857 МВт в 2029 году.

В случае дополнительного усиления электрической сети в целях ликвидации прогнозного дефицита мощности потребуется существенное электросетевое строительство, предполагающее сооружение протяженных линий электропередачи 500 кВ из соседних энергосистем до центров нагрузок за КС «ОЭС – Кубань», что сопряжено с высокой стоимостью реализации и трудностями отвода земли в условиях большой части горно-лесистой местности, протяженных рек и особо охраняемых природных зон, а также плотной городской застройки непосредственно в точках роста нагрузки. Кроме того, с учетом высокой динамики развития Юго-Западной части ОЭС Юга наиболее целесообразно размещение собственных генерирующих мощностей, приближенных к центрам роста нагрузок в целях минимизации потерь на передачу электроэнергии и наиболее эффективного распределения перетоков мощности.

Таким образом, исходя из анализа перспективных режимов работы Юго-Западной части ОЭС Юга с учетом:

– распределения и планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

– существующей динамики развития региона, появления новых точек роста экономики и соответствующего роста инвестиционного интереса к региону;

– выявленного дефицита мощности за КС «ОЭС – Кубань», а также в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;

– исключения строительства линий электропередачи в особо охраняемых природных зонах и зонах плотной городской застройки,

в целях исключения перспективного дефицита мощности наиболее целесообразным является строительство объектов генерации суммарной мощностью не менее 857 МВт и не более 943 МВт в Юго-Западной части ОЭС Юга, в том числе:

– не менее 307 МВт и не более 338 МВт в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя;

– не менее 550 МВт и не более 605 МВт в приемной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань».

На основании результатов расчетов балансовой надежности с учетом указанного объема новых объектов генерации обеспечивается уровень балансовой надежности не ниже нормативного в рассматриваемом энергорайоне.

В случае размещения нового генерирующего объекта в Юго-западном энергорайоне энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края необходимо дополнительно обеспечить реализацию следующих мероприятий по развитию электрической сети:

– строительство высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Тихорецк – Ново-Лабинская;

– реконструкция высоковольтной линии электропередачи (220 кВ) Ново-Лабинская – Усть-Лабинск с увеличением пропускной способности.

Возможным альтернативным решением может быть сооружение генерации в объеме не менее 857 МВт в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края за КС «ОЭС – Кубань». При этом, в данном случае потребуется усиление пропускной способности электрической сети между энергосистемой Республики Адыгея и Краснодарского края и энергосистемой Республики Крым и г. Севастополя с сооружением дополнительных связей от ПС 500 кВ Тамань до центра нагрузок Республики Крым (г. Симферополь) с частично подводным исполнением через Керченский пролив, что не целесообразно в виду сложной технической реализации, а также высокой стоимости.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

Северная часть ОЭС Урала.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей Северного энергорайона энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и

Ямало-Ненецкого автономных округов объединенной энергетической системы Урала (далее – Северный энергорайон) выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) на период 2024–2029 годов.

Электроснабжение Северного энергорайона осуществляется по следующим ВЛ 110–220 кВ:

– ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале;

– ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым;

– ВЛ 110 кВ Сорум – Верхнеказымская.

В состав КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) входят следующие ВЛ:

– ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале;

– ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым.

Замер активной мощности осуществляется на следующих энергообъектах:

– ПС 500 кВ Тарко-Сале;

– ПС 500 кВ Муравленковская.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ ПС 500 кВ Тарко-Сале.

Положительное направление перетока активной мощности по ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым, при котором осуществляется контроль перетока: от шин 220 кВ ПС 500 кВ Муравленковская.

Электроснабжение Ванкорского энергорайона, расположенного на территории объединенной энергетической системы Сибири, осуществляется по КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор I, II цепь из Северного энергорайона. В Ванкорском энергорайоне расположена Ванкорская ГТЭС установленной мощностью 8×25,8 МВт.

При проведении анализа режимно-балансовой ситуации Северного энергорайона принимались следующие исходные данные:

– прогнозное потребление максимума мощности за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) принято для периодов зимнего максимума при ТНВ -48 °С, летнего максимума при ТНВ +16 °С, а также для благоприятного периода[1] при ТНВ 0 °С;

– в рассматриваемом энергорайоне весь состав генерирующего оборудования загружен до располагаемой мощности, для периода зимнего максимума располагаемая мощность электростанций принята на декабрь, для периода летнего максимума – на июль, для благоприятного периода – на апрель;

– величина располагаемой мощности Новоуренгойской ГТЭС принята равной нулю. В соответствии с информацией собственника (письмо ООО «Газпром НГХК» от 07.11.2022 № 02/28-02225) консервация ГТЭС с 30.10.2022 по 30.10.2027 (требуется 8 месяцев на расконсервацию/консервацию объекта). В соответствии с информацией, полученной от собственника (письмо ООО «Газпром НГХК»

[1] В связи с тем, что ВЛ на территории ЯНАО расположены в заболоченной и труднодоступной местности, ремонты данных ВЛ выполняются преимущественно в зимний период при сниженном потреблении (для обеспечения возможности подъезда спецтехники к ЛЭП при промерзшем грунте). Наиболее благоприятный период для проведения ремонтов длится с марта по апрель.

от 02.05.2023 № 02/28-00756), до 2029 года не планируется запуск производственного процесса НГХК;

– значение перетока мощности в Ванкорский энергорайон принято в соответствии с планами по фактическому и планируемому потреблению мощности в период 2024–2029 годов по Ванкорскому кластеру (письмо ООО «РН-Ванкор» от 19.04.2023 № РНВ-12974). Максимальная мощность по КВЛ 220 кВ Мангазея – Ванкор I, II цепь в соответствии с ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» – 126,5 МВт;

– в рамках реализации технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «Тюменнефтегаз» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (ПС 220 кВ Тасу Ява) в 2023 году предусмотрено дополнение алгоритма действием на ОН следующих устройств ПА: АПНУ УГРЭС, АОПО ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале на Уренгойской ГРЭС, АОПО ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым на ПС 500 кВ Муравленковская, в 2024 году запланировано окончание строительства ВЛ 220 кВ Исконная – Ермак, ПС 220 кВ Тасу Ява с установкой на ней БСК-110 установленной мощностью 4×25 Мвар и ВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява I и II цепь, в связи с этим МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) составит:

1) в 2024 году в нормальной схеме – 580 МВт [МИН (330 + $V_{ув\ аопо}$; 580) – критерий: АДТН ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым в ПАР 2СШ-220 Уренгойской ГРЭС с учетом УВ на ОН от АОПО (подключаемый объем ~ 343 МВт), но не более 20 % Р в исходной схеме; НК = 40 МВт];

2) в 2024 году в схеме ремонта одной ВЛ 220 кВ в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) – 358 МВт [не более 20 % Р в исходной схеме; НК = 40 МВт].

Основные показатели баланса мощности Северного энергорайона относительно КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) для благоприятного периода при ТНВ 0 °С приведены в таблице 30, для периода зимних максимальных нагрузок при ТНВ -48 °С – в таблице 31, для периода летних максимальных нагрузок при ТНВ +16 °С – в таблице 32. Данные представлены на период 2024–2029 годов.

Таблица 30 – Баланс мощности Северного энергорайона для благоприятного периода, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление мощности за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием), в том числе:	694,8	708,7	736,3	757,3	783,2	783,2
Прогнозируемое потребление мощности в Северном энергорайоне	642,9	644,9	651,6	655,7	656,7	656,7
Переток мощности в Ванкорский энергорайон	51,9	63,8	84,7	101,6	126,5	126,5
Располагаемая мощность электростанций Северного энергорайона, в том числе:	794,4	794,4	794,4	794,4	794,4	794,4
Уренгойская ГРЭС (блок 1)	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7
Уренгойская ГРЭС ТГ-1,2	24	24	24	24	24	24
ПЭС «Надым»	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
ПЭС «Уренгой»	63	63	63	63	63	63
Ямбургская ГТЭС	99	99	99	99	99	99
ГТЭС «Харвутинская», ГТЭС «Песцовая», ГТЭС Юрхаровского НГКМ	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8	27,8

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Новоуренгойская ГТЭС	0	0	0	0	0	0
Муниципальные электростанции г. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (при полной загрузке электростанций) *(«-» – избыток, «+» – дефицит)*	-99,6	-85,7	-58,1	-37,1	-11,2	-11,2
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС) *(«-» – избыток, «+» – дефицит)*	406,1	420,0	447,6	468,6	494,5	494,5
МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием)	580	580	580	580	580	580
Превышение («+») балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС	-173,9	-160	-132,4	-111,4	-85,5	-85,5
МДП по одной ВЛ 220 кВ в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) *(критерий 20 % по статике)*	358	358	358	358	358	358
Превышение («+») балансовым перетоком МДП в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме ремонта одной из ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым) и блока 1 Уренгойской ГРЭС	48,1	62	89,6	110,6	136,5	136,5

Таблица 31 – Баланс мощности Северного энергорайона для периода зимних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление мощности за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием), в том числе:	853,8	868,7	896,3	917,3	943,2	943,2
Прогнозируемое потребление мощности в Северном энергорайоне	801,9	804,9	811,6	815,7	816,7	816,7
Переток мощности в Ванкорский энергорайон	51,9	63,8	84,7	101,6	126,5	126,5
Располагаемая мощность электростанций Северного энергорайона, в том числе:	799,4	799,4	799,4	799,4	799,4	799,4
Уренгойская ГРЭС (блок 1)	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7	505,7
Уренгойская ГРЭС ТГ-1,2	24	24	24	24	24	24
ПЭС «Надым»	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5
ПЭС «Уренгой»	66	66	66	66	66	66
Ямбургская ГТЭС	99	99	99	99	99	99
ГТЭС «Харвутинская», ГТЭС «Песцовая», ГТЭС Юрхаровского НГКМ	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8
Новоуренгойская ГТЭС	0	0	0	0	0	0
Муниципальные электростанции г. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (при полной загрузке электростанций) *(«-» – избыток, «+» – дефицит)*	54,4	69,3	96,9	117,9	143,8	143,8

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС) *(«-» – избыток, «+» – дефицит)*	560,1	575	602,6	623,6	649,5	649,5
МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием)	580	580	580	580	580	580
Превышение («+») балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС	-19,9	-5	22,6	43,6	69,5	69,5

Таблица 32 – Баланс мощности Северного энергорайона для периода летних максимальных нагрузок, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление мощности за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием), в том числе:	559,8	572,7	601,3	622,3	647,2	647,2
Прогнозируемое потребление мощности в Северном энергорайоне	507,9	508,9	516,6	520,7	520,7	520,7
Переток мощности в Ванкорский энергорайон	51,9	63,8	84,7	101,6	126,5	126,5
Располагаемая мощность электростанций Северного энергорайона, в том числе:	744,5	744,5	744,5	744,5	744,5	744,5
Уренгойская ГРЭС (блок 1)	483	483	483	483	483	483
Уренгойская ГРЭС ТГ-1,2	24	24	24	24	24	24
ПЭС «Надым»	16	16	16	16	16	16
ПЭС «Уренгой»	54	54	54	54	54	54
Ямбургская ГТЭС	90	90	90	90	90	90
ГТЭС «Харвутинская», ГТЭС «Песцовая», ГТЭС Юрхаровского НГКМ	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1	24,1
Новоуренгойская ГТЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Муниципальные электростанции г. Салехарда	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4	53,4
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (при полной загрузке электростанций) *(«-» – избыток, «+» – дефицит)*	-184,7	-171,8	-143,2	-122,2	-97,3	-97,3
Сальдо перетоков мощности Северного энергорайона (с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС) *(«-» – избыток, «+» – дефицит)*	298,3	311,2	339,8	360,8	385,7	385,7
МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием)	580	580	580	580	580	580
Превышение («+») балансовым перетоком МДП с ПА в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме с отключенным блоком 1 Уренгойской ГРЭС	-281,7	-268,8	-240,2	-219,2	-194,3	-194,3
МДП по одной ВЛ 220 кВ в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) (*критерий ДДТН ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале в схеме с отключенной ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым)*	300	300	300	300	300	300

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Превышение («+») балансовым перетоком МДП в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в схеме ремонта одной из ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым) и блока 1 Уренгойской ГРЭС	-1,7	11,2	39,8	60,8	85,7	85,7
МДП по одной ВЛ 220 кВ в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) *(критерий 40 % от потребления СВЭР и ВЭР) Объем ДАР в Ванкорском энергорайоне составляет 60 МВт*	296,4	306,2	310,3	312,3	313,1	313,1
Превышение («+») балансовым перетоком МДП в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием), определенного по критерию «последней связи», в схеме ремонта одной из ВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Тарко-Сале (ВЛ 220 кВ Муравленковская – Надым) и блока 1 Уренгойской ГРЭС	1,9	5,0	29,5	48,5	72,6	72,6

Анализ баланса мощности Северного энергорайона показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности потребителей прогнозируется непокрываемый дефицит мощности, который к 2029 году составит:

– 69,5 МВт в единичной ремонтной схеме, в том числе после нормативного возмущения в нормальной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) в период зимних максимальных нагрузок;

– 136,5 МВт в двойной ремонтной схеме, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме), в благоприятный период;

– 85,7 МВт в двойной ремонтной схеме, в том числе после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения в единичной ремонтной схеме) в период летних максимальных нагрузок.

В целях исключения прогнозируемого дефицита мощности Северного энергорайона за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) с 2024 года в двойной ремонтной схеме в благоприятный период, с 2024 года в двойной ремонтной схеме в летний период максимальных нагрузок, а также с 2026 года в единичной ремонтной схеме в период зимних максимальных нагрузок требуется разработка технических решений.

В качестве технических решений рассмотрены следующие варианты:

– увеличение пропускной способности электрической сети в КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) со строительством ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная;

– строительство объектов генерации за КС «Северный энергорайон» (ВЛ 220 кВ) (на прием) в объеме не менее 136,5 МВт (целесообразным является установка ПГУ на Уренгойской ГРЭС).

Укрупненная стоимость сооружения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км, включая реконструкцию РУ-220 кВ ПС 220 кВ Арсенал с изменением схемы 220-5Н на схему 220-9 и расширение РУ-220 кВ ПС 220 кВ Исконная на одну ячейку для подключения ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная, составит 5,2 млрд руб. без НДС в ценах 4 кв. 2023 года.

Укрупненная стоимость установки ПГУ на Уренгойской ГРЭС, установленной электрической мощностью не менее 136,5 МВт, составит 17,91 млрд руб. без НДС в ценах 4 кв. 2023 года, что в 3 раза больше, чем стоимость строительства ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная.

С учетом вышеизложенного наиболее целесообразным является строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная.

ОЭС Востока.

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей в ОЭС Востока сформированы балансы электрической энергии и мощности.

Основные показатели баланса мощности ОЭС Востока на перспективу приведены в таблице 33.

Основные показатели баланса электрической энергии ОЭС Востока в средневодный год представлены в таблице 34.

Таблица 33 – Баланс электрической мощности ОЭС Востока в период 2024–2029 годов, МВт

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Максимум потребления мощности	8391	8799	9351	9821	9844	9870
Экспорт мощности	950	950	950	950	950	950
Потребность в мощности	9341	9749	10301	10771	10794	10820
Установленная мощность	11341,8	11778,6	12764,4	12435,1	12985,1	12985,1
ГЭС	4617,5	4617,5	4617,5	4721,5	4721,5	4721,5
ТЭС	6724,3	7161,1	8146,9	7713,6	8263,6	8263,6
Ограничения мощности	711,3	531,2	497,7	320,3	870,3	870,3
Вводы после прохождения максимума	–	450	720	104	–	–
Ремонтное снижение	6,6	–	–	240	–	–
Итого покрытие потребности	10624	10797,4	11546,7	11770,8	12114,8	12114,8
Дефицит (-)/профицит (+)	1283	1048,4	1245,7	999,8	1320,8	1294,8
Передача мощности в смежные энергосистемы	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8	238,8
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом передачи мощности в смежные энергосистемы	1044,2	809,6	1006,9	761	1082	1056

Таблица 34 – Баланс электрической энергии ОЭС Востока для средневодных условий в период 2024–2029 годов, млн кВт·ч

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии	48554	51874	57442	61930	63028	63404
Экспорт электрической энергии	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Потребность в электрической энергии	53054	56374	61942	66430	67528	67904
Производство электрической энергии	49597	50343	56539	59054	62264	64189
ГЭС	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	33281	34027	40223	42738	45948	47873
Дефицит (-)/профицит (+)	-3457	-6031	-5403	-7376	-5264	-3715
Переток электрической энергии в смежные энергосистемы	1465	1473	1473	1473	3123	5048
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом передачи электрической энергии в смежные энергосистемы	-4921	-7504	-6875	-8849	-8387	-8763
Требуемая мощность, МВт	757	1154	1058	1361	1290	1348

Баланс электрической энергии при среднемноголетней величине выработки электрической энергии ГЭС к 2029 году складывается с дефицитом величиной 8763 млн кВт·ч, что эквивалентно 1348 МВт максимальной мощности дополнительного генерирующего оборудования ТЭС с числом часов использования установленной мощности 6500 ч/год.

Исходя из анализа перспективных балансов электрической энергии и мощности ОЭС Востока с учетом:

– распределения и планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

– замещения выбывающих мощностей вследствие планируемого вывода из эксплуатации существующего генерирующего оборудования;

– минимизации затрат на строительство новой площадки для электростанций и наличия необходимой инфраструктуры;

– наличия проектов по строительству электростанций в рассматриваемом районе;

– покрытия дефицитов активной мощности в центральном энергорайоне энергосистемы Республики Саха (Якутия) за КС «Томмот – Майя», в центральной части энергосистемы Амурской области и левобережной части энергосистемы Хабаровского края, ограниченных КС «ОЭС – Запад Амурэнерго», КС «Переход через Амур» и КС «Хабаровск – Комсомольск», в южной части энергосистемы Приморского края за КС «ПримГРЭС – Юг», в правобережной части энергосистемы Хабаровского края и энергосистемы Приморского края, ограниченных КС «Переход через Амур» и КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС», и в северной части энергосистемы Хабаровского края за КС «Хабаровск – Комсомольск»,

наиболее целесообразным является строительство объектов генерации суммарной мощностью не менее 1348 МВт и не более 1483 МВт, обеспечивающих покрытие величины прогнозируемого непокрываемого дефицита электрической энергии, включая строительство объектов генерации, в том числе:

– мощностью не менее 453 МВт и не более 498 МВт на территории центральной части энергосистемы Амурской области и левобережной части энергосистемы Хабаровского края, ограниченной КС «ОЭС – Запад Амурэнерго», КС «Переход через Амур» и КС «Хабаровск – Комсомольск»;

– мощностью не менее 450 МВт и не более 495 МВт на территории правобережной части энергосистемы Хабаровского края и Приморского края, ограниченной КС «Переход через Амур» и КС «ПримГРЭС – Юг»;

– мощностью не менее 220 МВт и не более 242 МВт в южной части энергосистемы Приморского края, ограниченной КС «ПримГРЭС – Юг»;

– мощностью не менее 225 МВт и не более 247 МВт в северной части энергосистемы Хабаровского края, ограниченной КС «Хабаровск – Комсомольск».

На основании результатов расчетов балансовой надежности с учетом указанного объема новых объектов генерации обеспечивается уровень балансовой надежности не ниже нормативного в рассматриваемом энергорайоне.

Генерирующие объекты, подлежащие строительству, должны быть отобраны по результатам долгосрочного конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов.

Мероприятия по обеспечению схемы выдачи мощности генерирующих объектов подлежат определению в рамках отдельного проектирования.

Энергосистема г. Москвы и Московской области.

Анализ работы энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает активное развитие энергосистемы столичной агломерации. Потребление мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области на 2029 год на период зимнего максимума составит 22 583 МВт и на период летнего максимума составит 16 562 МВт.

Анализ режимно-балансовой ситуации в объединенной энергосистеме Центра и энергосистеме г. Москвы и Московской области на 2029 год для указанных режимно-балансовых условий показал высокую загрузку контролируемых сечений «Конаково – Москва», КС «Владимир – Москва», «МК», «Михайловское-2». В схемах ремонта ВЛ 750 кВ Опытная – Белый Раст или ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная расчетные перетоки активной мощности превышают пропускную способность рассматриваемых контролируемых сечений, в том числе с учетом планов по увеличению мощности генерирующего оборудования, предусмотренных в рамках модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (включая ввод в 2028 году двух ПГУ-450 на Каширской ГРЭС). Вместе с тем, введение параметров режима в область допустимых значений возможно путем регулирования загрузки электростанций южной части объединенной энергосистемы Центра в пределах всего их регулировочного диапазона. При этом, изменение загрузки генерирующего оборудования указанных электростанций для введения параметров режима в область допустимых значений является низкоэффективным мероприятием ввиду его незначительного влияния на перетоки в рассматриваемых контролируемых сечениях.

В настоящее время в энергосистеме г. Москвы и Московской области функционируют газовые турбины типа «*FA*», суммарной мощностью более 1700 МВт, обслуживание которых затруднено. В случае невозможности продления срока эксплуатации указанных газовых турбин и последующего их вывода из эксплуатации в объединенной энергосистеме Центра и энергосистеме г. Москвы и Московской области возникают риски непокрываемого дефицита мощности в указанных ремонтных схемах электрической сети, ликвидация которых потребует ввода новых генерирующих мощностей суммарным объемом до 1500 МВт.

Покрытие указанного дефицита возможно путем сооружения генерирующих мощностей и (или) объектов электросетевого хозяйства.

Окончательные решения по ликвидации непокрываемого дефицита в энергосистеме г. Москвы и Московской области необходимо принимать с учетом анализа возможности продления срока эксплуатации газовых турбин импортного производства, динамики потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме г. Москвы и Московской области на основании выполнения технико-экономического сравнения различных вариантов мероприятий с учетом наличия технической возможности размещения новых генерирующих мощностей на рассматриваемой территории и возможности сооружения объектов электросетевого хозяйства, в том числе протяженных линий электропередачи.

7.2 Баланс электрической энергии с учетом основного объема вводов, мероприятий по выводу из эксплуатации и реконструкции генерирующего оборудования при среднемноголетней величине выработки ГЭС

Балансы электрической энергии сформированы с учетом следующих расчетных условий:

– потребность в электрической энергии по ЕЭС России определяется прогнозируемой величиной потребления электрической энергии и объемов экспорта электрической энергии;

– выработка электрической энергии ГЭС учтена среднемноголетней величиной;

– выработка электрической энергии АЭС определена на основе установленной мощности и ожидаемого годового числа часов использования установленной мощности по информации АО «Концерн Росэнергоатом», но не выше статистической информации о фактическом среднем годовом числе часов использования установленной мощности за последние 5 лет;

– объем производства электрической энергии по строящимся и планируемых к вводу в эксплуатацию ВЭС и СЭС определен в соответствии с прогнозируемыми величинами производства электрической энергии, при отсутствии информации принималось, исходя из числа часов использования установленной мощности вновь вводимых ВЭС – 2000 ч/год, СЭС – 1500 ч/год. По действующим ВЭС и СЭС величина производства электрической энергии в рассматриваемый перспективный период определялась как минимальная из следующих величин:

1) минимальный объем производства электрической энергии за календарный год в течение срока эксплуатации с момента выхода на проектную мощность, но не более последних 7 лет;

2) объем производства электрической энергии, заявленный собственником.

Структура производства электрической энергии ЕЭС России и синхронным зонам приведена в таблице 35.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2022 года (1121607,8 млн кВт·ч) возрастет на 158218,2 млн кВт·ч (до 1279826 млн кВт·ч) в 2029 году.

Таблица 35 – Структура производства электрической энергии ЕЭС России и синхронным зонам

Наименование	Единицы измерения	2024 г.					2029 г.				
		АЭС	ГЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего	АЭС	ГЭС	ТЭС	ВЭС, СЭС	Всего
1-я синхронная зона	млн кВт·ч	206369	173139	720202	8964	1108674	229306	174555	792368	19408	1215637
	%	18,61	15,62	64,96	0,81	100	18,86	14,36	65,18	1,60	100
2-я синхронная зона	млн кВт·ч	–	16316	33281	–	49597	–	16316	47873	–	64189
	%	–	32,90	67,10	–	100	–	25,42	74,58	–	100
ЕЭС России, всего	млн кВт·ч	206369	189455	753483	8964	1158271	229306	190871	840241	19408	1279826
	%	17,82	16,36	65,05	0,77	100	17,92	14,91	65,65	1,52	100

Сводный баланс электрической энергии по ЕЭС России приведен в таблице 36.

Таблица 36 – Баланс электрической энергии ЕЭС России

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1149092	1179170	1209400	1235281	1255689	1274474
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	10541	10544	10547	10550	10553	10555
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	1159633	1189714	1219947	1245831	1266242	1285029
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	1158271	1185770	1216631	1240542	1261414	1279826
АЭС	млн кВт·ч	206369	210030	206248	217282	223298	229306
ГЭС	млн кВт·ч	189455	189496	189627	189690	189705	190871
ТЭС	млн кВт·ч	753483	775583	806825	818349	831193	840241
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	8964	10661	13932	15221	17218	19408
Переток электрической энергии в смежные энергосистемы	млн кВт·ч	3560	3560	3560	3560	3560	3560
Установленная мощность	МВт	249429	253032,7	255931	257477,6	260592	261294,8
АЭС	МВт	28543	29743	29743	31243	31243	31243
ГЭС	МВт	50297,8	50405,7	50566,5	50722,7	51621,1	51678,4
ТЭС	МВт	165381	166121,6	168266,4	167386,9	168721,3	168721,3
ВЭС, СЭС	МВт	5207,3	6762,5	7355,1	8125	9006,7	9652,2
Число часов использования установленной мощности							
АЭС	час/год	7230	7061	6934	6955	7147	7339
ТЭС	час/год	4556	4669	4795	4889	4926	4980
ВЭС, СЭС	час/год	1721	1577	1894	1873	1912	2011

Годовая загрузка ТЭС ЕЭС России для обеспечения баланса электрической энергии характеризуется числом часов использования установленной мощности, которое в период до 2029 года изменяется в диапазоне 4556–4980 ч/год.

Баланс электрической энергии по 1-й синхронной зоне приведен в таблице 37.

Таблица 37 – Баланс электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1100538	1127296	1151958	1173351	1192661	1211070
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	6041	6044	6047	6050	6053	6055
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	1106579	1133340	1158005	1179401	1198714	1217125
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	1108674	1135427	1160092	1181488	1199150	1215637
АЭС	млн кВт·ч	206369	210030	206248	217282	223298	229306
ГЭС	млн кВт·ч	173139	173180	173311	173374	173389	174555
ТЭС	млн кВт·ч	720202	741556	766601	775611	785245	792368
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	8964	10661	13932	15221	17218	19408

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Переток электрической энергии в смежные энергосистемы	млн кВт·ч	2095	2087	2087	2087	436	-1488

Перспективные балансы электрической энергии по ЕЭС России и по 1-й синхронной зоне складываются без дефицита электрической энергии при среднемноголетней величине выработки ГЭС.

В связи с интенсивными планами по технологическому присоединению новых крупных потребителей и увеличением экспорта электрической энергии в Китайскую Народную Республику баланс электрической энергии 2-й синхронной зоны (ОЭС Востока) складывается с дефицитом электрической энергии.

Баланс электрической энергии ОЭС Востока для условий средневодного года приведен в таблице 38.

Таблица 38 – Баланс электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России для условий средневодного года

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	48554	51874	57442	61930	63028	63404
Экспорт электрической энергии	млн кВт·ч	4500	4500	4500	4500	4500	4500
Итого потребность в электрической энергии	млн кВт·ч	53054	56374	61942	66430	67528	67904
Производство электрической энергии	млн кВт·ч	49597	50343	56539	59054	62264	64189
АЭС	млн кВт·ч	–	–	–	–	–	–
ГЭС	млн кВт·ч	16316	16316	16316	16316	16316	16316
ТЭС	млн кВт·ч	33281	34027	40223	42738	45948	47873
ВЭС, СЭС	млн кВт·ч	–	–	–	–	–	–
Дефицит (-) /Избыток (+) электрической энергии	млн кВт·ч	-3457	-6031	-5403	-7376	-5264	-3715
Переток электрической энергии в смежные энергосистемы	млн кВт·ч	1465	1473	1473	1473	3123	5048
Дефицит (-)/профицит (+) с учетом передачи электрической энергии в смежные энергосистемы	млн кВт·ч	-4921	-7504	-6875	-8849	-8387	-8763

8 Анализ изменения структуры генерации

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей (с учетом вводов мощности и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации генерирующего оборудования) установленная мощность электростанций ЕЭС России в период 2024–2029 годов возрастет по сравнению с 2022 годом на 13693 МВт (5,5 %) и составит 261294,8 МВт, в том числе: АЭС – 31243 МВт, ГЭС – 49498,4 МВт, ГАЭС – 2180 МВт, ТЭС – 168721,3 МВт, ВИЭ (ВЭС, СЭС) – 9652,2 МВт.

В структуре установленной мощности доля АЭС незначительно увеличится относительно фактических 11,93 % в 2022 году до 11,96 % в 2029 году. Доля ТЭС снизится относительно фактических 66,05 % в 2022 году до прогнозных 64,57 % в 2029 году, доля ГЭС, ГАЭС снизится с 20,24 % до 19,77 %, доля ВИЭ (ВЭС, СЭС) возрастет с 1,78 % до 3,70 %.

В рамках обеспечения приоритетных направлений развития электроэнергетики (экологически чистых технологий) в период 2024–2029 годов предполагается ввод в работу 4978,3 МВт ВЭС и СЭС в рамках программы поддержки развития ВИЭ.

Величина установленной мощности по ЕЭС России и синхронным зонам ЕЭС России в период 2022–2029 годов представлена в таблице 39 и на рисунке 21. Структура установленной мощности по типам электростанций по ЕЭС России в период 2022–2029 годов показана на рисунке 22.

Таблица 39 – Установленная мощность электростанций по ЕЭС России и синхронным зонам ЕЭС России, МВт

Наименование	2022 г. факт	2023 г. (ожидается)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ЕЭС России, всего	247601,8	249233,3	249429,0	253032,7	255931,0	257477,6	260592,0	261294,8
АЭС	29543,0	29543,0	28543,0	29743,0	29743,0	31243,0	31243,0	31243,0
ТЭС	163539,4	164770,2	165381,0	166121,6	168266,4	167386,9	168721,3	168721,3
ГЭС	48765,5	48906,3	48957,8	49065,7	49226,5	49382,7	49441,1	49498,4
ГАЭС	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	2180,0	2180,0
ВИЭ – всего	4413,9	4673,9	5207,3	6762,5	7355,1	8125,0	9006,7	9652,2
ВЭС	2298,4	2553,4	2806,8	3708,3	3879,7	4359,0	5018,5	5664,0
СЭС	2115,5	2120,5	2400,5	3054,2	3475,4	3766,0	3988,1	3988,1
в том числе:								
1-я синхронная зона ЕЭС России, всего	236359,9	237981,5	238087,2	241254,1	243166,6	245042,5	247606,9	248309,7
АЭС	29543,0	29543,0	28543,0	29743,0	29743,0	31243,0	31243,0	31243,0
ТЭС	156915,0	158135,8	158656,7	158960,5	160119,5	159673,3	160457,7	160457,7
ГЭС	44148,0	44288,8	44340,3	44448,2	44609,0	44661,2	44719,6	44776,9
ГАЭС	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	1340,0	2180,0	2180,0
ВИЭ – всего	4413,9	4673,9	5207,3	6762,5	7355,1	8125,0	9006,7	9652,2
ВЭС	2298,4	2553,4	2806,8	3708,3	3879,7	4359,0	5018,5	5664,0
СЭС	2115,5	2120,5	2400,5	3054,2	3475,4	3766,0	3988,1	3988,1
2-я синхронная зона ЕЭС России, всего	11241,9	11251,9	11341,8	11778,6	12764,4	12435,1	12985,1	12985,1
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	6624,4	6634,4	6724,3	7161,1	8146,9	7713,6	8263,6	8263,6
ГЭС	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4721,5	4721,5	4721,5
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
ВИЭ – всего	–	–	–	–	–	–	–	–
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–

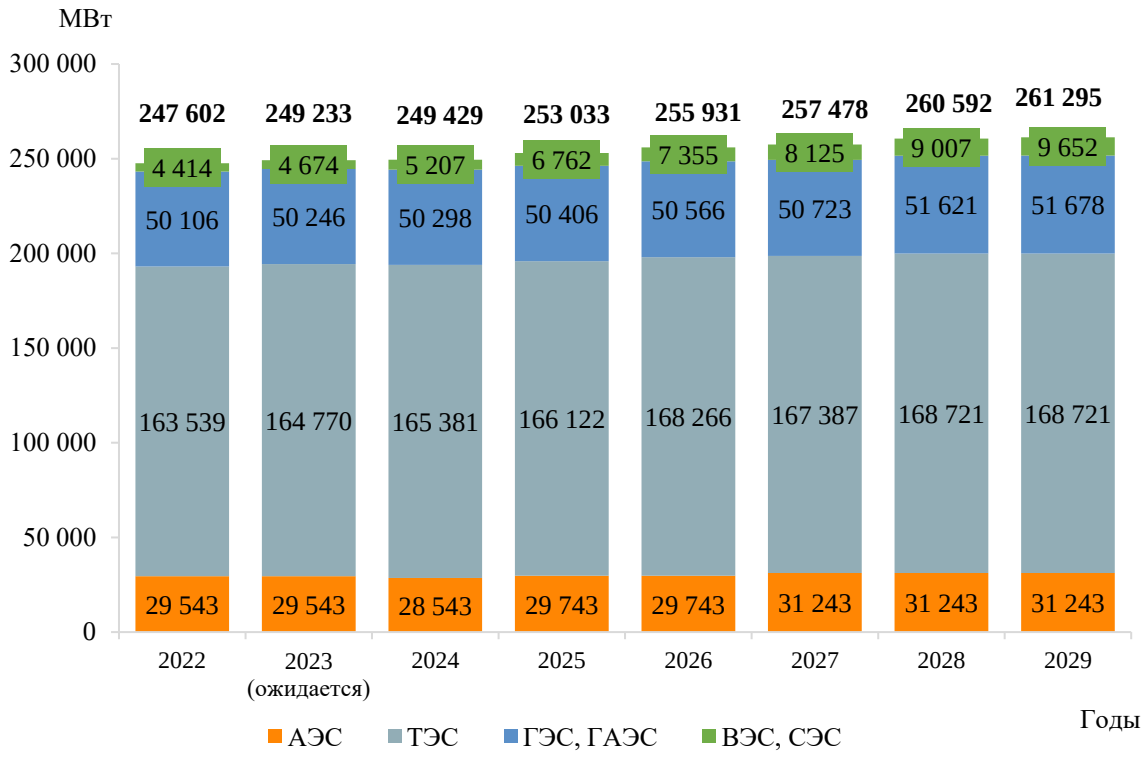

Рисунок 21 – Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

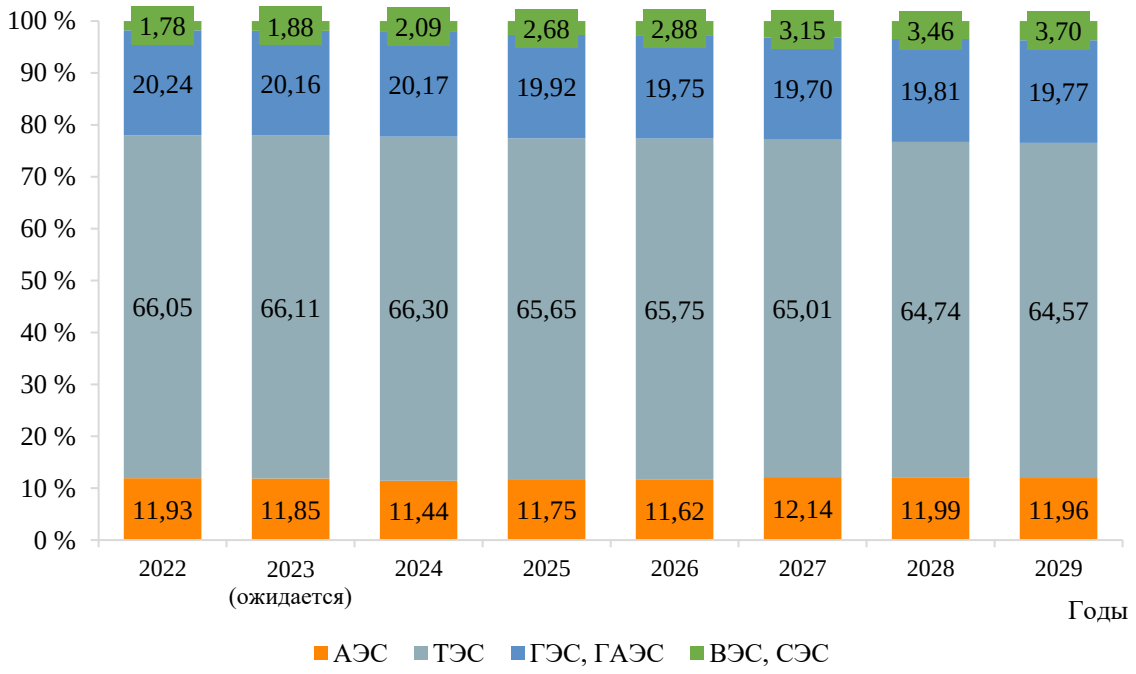

Рисунок 22 – Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

9 Прогноз потребности в топливе организаций электроэнергетики ЕЭС России и синхронных зон, включающий потребность тепловых электростанций ЕЭС России и синхронных зон в органическом топливе на среднесрочный период

Прогноз потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России представлен для варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и мероприятий по выводу из эксплуатации, модернизации, реконструкции и перемаркировке.

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учитываются режимы работы ТЭС, характеристики действующего и вводимого оборудования, виды используемого на ТЭС топлива, существующее состояние топливоснабжения.

Оценка потребности ТЭС ЕЭС России в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической энергии (таблица 40).

Таблица 40 – Производство электрической энергии на ТЭС ЕЭС России в 2024–2029 годах, млн кВт·ч

Наименование	Прогноз					
	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Выработка электрической энергии при средневодных условиях	753483	775583	806825	818349	831193	840241

Динамика потребности в органическом топливе ТЭС ЕЭС России для рассматриваемого варианта представлена в таблице 41.

Таблица 41 – Потребность ТЭС ЕЭС России в органическом топливе на период 2024–2029 годов

Наименование	Прогноз					
	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс т у.т.	313607	321135	331394	334766	338308	341080
из них:						
газ	223284	228223	233802	237064	239758	241929
нефтетопливо	1616	1621	1649	1689	1699	1700
уголь	72759	75092	79576	79455	80147	80753
прочее топливо	15948	16199	16366	16558	16704	16699
Потребность ТЭС в топливе, %						
из них:						
газ	71,20	71,07	70,55	70,81	70,87	70,93
нефтетопливо	0,51	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
уголь	23,20	23,38	24,01	23,74	23,69	23,67
прочее топливо	5,09	5,05	4,94	4,95	4,94	4,90

Динамика изменения потребности в топливе ТЭС определяется общим уровнем потребления электрической энергии и долей электростанций различных типов в его покрытии. Доля ТЭС в прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по ЕЭС России за рассматриваемый период составляет от

65,1 % до 66,3 %. Потребность в органическом топливе ТЭС возрастет с 313,6 млн т у.т. в 2024 году до 341,1 млн т у.т. в 2029 году. Помимо принятого уровня выработки электрической энергии на ТЭС на потребность в органическом топливе значительное влияние оказывает состав генерирующих мощностей. Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2024 году составит 309,3 г/кВт·ч, в 2029 году – 307,0 г/кВт·ч.

Структура используемого топлива в рассматриваемом периоде остается практически без изменений: на долю газа приходится 70,6–71,2 %, на долю угля – 23,2–24,0 %, на долю нефтетоплива и прочего топлива – порядка 5 %.

Прогноз потребности ТЭС в различных видах органического топлива по синхронным зонам ЕЭС России приведен в таблице 42.

Таблица 42 – Потребность ТЭС в органическом топливе по синхронным зонам ЕЭС России на период 2024–2029 годов, тыс т у.т.

Наименование	Годы	Расход условного топлива, всего	В том числе:			
			Газ	Уголь	Нефте-топливо	Прочее топливо
1-я синхронная зона ЕЭС России	2024	298223	217125	63648	1501	15948
	2025	305525	221619	66188	1519	16199
	2026	313855	226635	69312	1541	16366
	2027	316896	229070	69685	1584	16558
	2028	319590	230921	70370	1594	16704
	2029	321882	232596	70993	1595	16699
2-я синхронная зона ЕЭС России	2024	15385	6158	9111	115	–
	2025	15610	6604	8904	103	–
	2026	17538	7167	10264	107	–
	2027	17870	7995	9770	105	–
	2028	18718	8836	9777	105	–
	2029	19198	9333	9760	105	–

10 Предложения по комплексным техническим решениям, направленным на повышение эффективности функционирования ЭЭС России и на ликвидацию прогнозных дефицитов электрической энергии и мощности, включающие общую характеристику проблем ЭЭС России, требующих комплексного подхода к разработке технических решений. Технико-экономического обоснования комплексных технических решений, направленных на повышение эффективности функционирования ЭЭС России

10.1 Комплексное техническое решение по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей на территории г. Москвы и Московской области

ПС 220/110/10 кВ.

В настоящее время ПАО «Россети Московский регион» для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей выполнено проектирование и согласование трассы прохождения кабельных заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород с образованием КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками путем спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород.

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно решениям Протокола совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 21.10.2022 для реализации комплексного технического решения по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей необходимо выполнить следующие мероприятия:

– сооружение новой ПС 220 кВ с установкой двух автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый, оснащенных устройством РПН. РУ 220 кВ предполагается выполнить по схеме «четырехугольник», рассчитанное на присоединение 2-х линий 220 кВ, 2-х автотрансформаторов, с возможностью дальнейшего расширения. РУ 110 кВ предполагается выполнить по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанное на присоединение 4-х линий 110 кВ, 2-х автотрансформаторов и шиносоединительного выключателя;

– сооружение заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь (~ 2×1 км) на новую ПС 220 кВ с образованием ЛЭП 220 кВ Дорохово – новая ПС и ЛЭП 220 кВ новая ПС – Слобода;

– сооружение заходов на новую ПС 220 кВ КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками (~ 4×0,5 км);

– сооружение переключательного пункта ПП 110 кВ (рассчитанного на присоединение 6-ти линий 110 кВ и шиносоединительного выключателя) в месте спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород с перезаводом в него КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками с образованием следующих ЛЭП 110 кВ:

1) ЛЭП 110 кВ новая ПС 220 кВ – Ивановская I, II цепь;

2) ЛЭП 110 кВ новая ПС 220 кВ – новый ПП 110 кВ I, II цепь;

3) КЛ 110 кВ новый ПП 110 кВ – Звенигород № 1, 2;

4) ВЛ 110 кВ новый ПП 110 кВ – Кубинка I, II цепь с отпайками.

Кроме того, по оценке расчетов перспективных электроэнергетических режимов и уровней токов короткого замыкания дополнительно необходимо выполнить:

– реконструкцию ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на номинальное напряжение 110 кВ;

– реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Голицыно с установкой дополнительной ячейки 110 кВ;

– реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Успенская с установкой дополнительной ячейки 110 кВ;

– реконструкцию ПС 110 кВ Усово в целях обеспечения возможности включения СМВ 110 кВ в нормальном режиме;

– реконструкцию ПС 110 кВ Манихино с заменой выключателей в присоединениях Т-1 и Т-2;

– реконструкцию ЛЭП 110 кВ новая ПС 220 кВ– новый ПП 110 кВ I, II цепь с увеличением пропускной способности до величины не менее 1098 А при ТНВ -26 °С путем реконструкции ЛЭП, выполненных проводом АС-120/19 и АС-150/24.

Пропускная способность вновь сооружаемых КЛ 110 кВ новый ПП 110 кВ – Звенигород № 1, 2 должна быть не менее 770 А при ТНВ -26 °С.

Вышеуказанные мероприятия по развитию сети должны быть уточнены в ходе выполнения ПИР в 2024 году.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024, 2025 год.

Кабельные заходы ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород.

Согласно решениям Протокола совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 21.10.2022 в целях повышения надежности электроснабжения потребителей г. Звенигород планируется сооружение кабельных заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород (~2×4 км, с пропускной способностью не менее 770 А при ТНВ -26 °С) с образованием КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками.

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

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

10.2 Результаты оценки увеличения пропускной способности электрической сети в направлении из ОЭС Урала в западную часть ЕЭС России и экономический эффект для энергосистемы при вводе в работу фазоповоротного трансформатора на Воткинской ГЭС

В соответствии с п. 1 решения протокола совместного совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «РусГидро», АО «АТС», Ассоциации «НП Совет рынка» от 06.12.2021 выполнена оценка увеличения перетоков при вводе в работу фазоповоротных трансформаторов на Воткинской ГЭС и оценка экономического эффекта, обусловленного перераспределением нагрузки между электростанциями центральной части ЕЭС России и электростанциями ОЭС Урала и ОЭС Сибири.

Моделирование показало, что учет ввода фазоповоротных трансформаторов на Воткинской ГЭС только на этапе РСВ (без изменения состава оборудования) приводит к росту перетока из ОЭС Урала и ОЭС Сибири в западную часть ЕЭС России на величину до 521 МВт.

Учет ввода фазоповоротных трансформаторов на этапе ВСВГО и, соответственно, дополнительное включение оборудования в ОЭС Урала и ОЭС Сибири приводит к увеличению величины выдаваемой мощности электростанций ОЭС Урала и ОЭС Сибири до 876 МВт.

Выполнена предварительная оценка возможного экономического эффекта исходя из предположения, что дополнительная загрузка на электростанциях ОЭС Урала и ОЭС Сибири будет осуществлена на электростанциях с ценовыми заявками ниже средней по ценовой зоне и при наличии на этих электростанциях в течение длительного времени оборудования, находящегося в холодном резерве.

По итогам предварительной оценки возможного экономического эффекта определено, что суммарный экономический эффект от ввода фазоповоротных трансформаторов на Воткинской ГЭС будет находиться в диапазоне от 227 млн руб. до 1359 млн руб. в год. Экономический эффект обусловлен возможностью перераспределения выработки между электростанциями – увеличение выработки электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Урала и разгрузка электростанций ОЭС Средней Волги, Юга или Центра.

Устанавливаемые фазоповоротные трансформаторы на Воткинской ГЭС обеспечивают:

1) минимизацию влияния шунтирующей сети 220 кВ энергосистемы Удмуртской Республики;

2) возможность загрузки ВЛ 500 кВ Кармановская ГРЭС – Удмуртская до длительно допустимых значений;

3) увеличение выдаваемой мощности электростанций ОЭС Урала и ОЭС Сибири;

4) увеличение диапазона для оптимизации загрузки электростанций на этапе ВСВГО и РСВ;

5) минимизацию ограничений схемы выдачи мощности Воткинской ГЭС.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия – ПАО «РусГидро».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2025 год.

Ориентировочный срок окупаемости мероприятия – 1–2 года.

11 Предложения по развитию магистральных электрических сетей

Развитие электрической сети напряжением 220 кВ и выше ЕЭС России в период 2024–2029 годов будет связано с решением следующих задач, направленных на улучшение технической и экономической эффективности функционирования ЕЭС России:

– обеспечение внешнего электроснабжения новых крупных потребителей, а также обеспечение возможности увеличения роста нагрузок существующих потребителей за счет расширения производственных мощностей и (или) естественного роста нагрузок на перспективу;

– обеспечение надежности электроснабжения существующих потребителей;

– выдача мощности новых электростанций;

– снятие сетевых ограничений в существующей электрической сети, а также исключение возможности появления «узких» мест в перспективе из-за изменения структуры сети и строительства новых электростанций;

– развитие межсистемных электрических связей для обеспечения эффективной работы ЕЭС России в целом;

– обеспечение параллельной работы ОЭС Сибири и ОЭС Востока;

– решение проблем, связанных с регулированием напряжения в электрической сети и обеспечением уровней напряжения в допустимых пределах;

– обновление силового оборудования, связанное с физическим и моральным старением основных фондов.

Предложения по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и выше на период 2024–2029 годов сформированы на основе анализа существующего состояния и прогноза изменений схемно-режимной и режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России на перспективу, результатов ранее выполненных работ по развитию ЕЭС России, ОЭС и отдельных территориальных энергосистем, схем выдачи мощности электростанций и схем внешнего электроснабжения потребителей, работ, связанных с обоснованием необходимости строительства электросетевых объектов.

При определении объемов вводимого электросетевого хозяйства в период 2024–2029 годов за основу приняты комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р, инвестиционная программа ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, а также материалы инвестиционных программ иных сетевых организаций и технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей к электрическим сетям, которые предусматривают ввод в эксплуатацию электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше.

11.1 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежности функционирования ЕЭС России

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше на 2024–2029 годы, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности) в ЕЭС

России, предусмотренного программой развития ЕЭС России, надежности функционирования ЕЭС России, приведен в приложении В, в том числе:

ОЭС Северо-Запада:

– подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ для исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в северной части Мурманской области.

Расположенная в северной части энергосистемы Мурманской области вторая ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной включена не по проектной схеме (не подключена к ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной) и состоит из двух участков: Мончегорск – Оленегорск и Оленегорск – Выходной, которые объединены с существующими ВЛ 330 кВ Мончегорск – Оленегорск и ВЛ 330 кВ Выходной – Оленегорск без коммутационных аппаратов. Отключение одной из цепей ВЛ 330 кВ Мончегорск – Оленегорск или ВЛ 330 кВ Выходной – Оленегорск приводит к ограничению нагрузки потребителей и отключению блока 440 МВт на Кольской АЭС. Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей в северной части Мурманской области рекомендуется реализовать проект по расширению ОРУ 330 кВ ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной и строительству ВЛ 330 кВ длиной 4,2 км в районе города Оленегорск, что позволит подключить по проектной схеме вторую ВЛ 330 кВ Выходной – Мончегорск.

ОЭС Центра:

– строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная для исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы Белгородской области за пределы допустимых значений;

– строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с реконструкцией ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Белгород с отпайкой на ПС Сумы Северная с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Мирный, ВЛ 330 кВ Мирный – Сумы Северная и ВЛ 330 кВ Белгород – Мирный реализуется в рамках исполнения решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр;

– строительство ПС 220/110 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый и строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220/110 кВ для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности и обеспечения технологического присоединения потребителей;

– реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для исключения повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений в энергосистеме города Москвы и Московской области;

– реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная для исключения повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений в энергосистеме города Москвы и Московской области;

– реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для исключения повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений в энергосистеме города Москвы и Московской области;

– реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково для исключения повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений в энергосистеме города Москвы и Московской области.

ОЭС Юга:

– установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый) для исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края;

– строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА и строительством КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км для исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Республики Адыгея и Краснодарского края, г. Краснодара;

– реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформаторов Т-2 220/35/10 кВ и Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на один трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА для исключения существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя.

В целях недопущения возникновения непокрываемого дефицита активной мощности в части ОЭС Юга, включающей энергосистемы Республики Крым и города Севастополь, Республики Адыгея и Краснодарского края, а также Ростовской области, в условиях снижения пропускной способности контролируемых сечений «Волгоград – Ростов» и «Невинномысск» в период экстремально высоких температур наружного воздуха, требуется осуществлять мониторинг динамики потребления электрической энергии и мощности в данной части ОЭС Юга, а так же минимизировать объемы плановых ремонтов генерирующего оборудования в рассматриваемый период.

В зависимости от реальных темпов набора мощности потребителями ОЭС Юга может потребоваться увеличение пропускной способности контролируемого сечения «Невинномысск» в целях снижения невыдаваемой мощности электростанций восточной части ОЭС Юга для покрытия возникшего дефицита активной мощности.

ОЭС Средней Волги:

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра с отпайкой на ПС Возрождение ориентировочной протяженностью 5,3 км каждый для повышения надежности работы ВЛ напряжением 220 кВ, подверженных гололедообразованию.

ОЭС Урала:

– строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км для исключения прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений и обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности.

ОЭС Сибири:

– строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км, а также реконструкция ПС 1150 кВ Алтай и ПС 500 кВ Таврическая с установкой на каждой подстанции четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР-180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая и ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая, а также расширения РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай и ПС 500 кВ Таврическая с установкой на каждой подстанции четырех шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (4×ШР-180 Мвар) для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая;

– строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча и новой ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара для объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока на этапе 2028 года.

Для дополнительного усиления электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Востока и обеспечения возможности большей передачи электрической энергии и мощности между ОЭС Сибири и ОЭС Востока после 2028 года в дополнение к вышеперечисленным мероприятиям по объединению на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока рекомендуется строительство ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара, ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная) и ВЛ 500 кВ Даурия – Тында (Магистральная). Окончательные параметры указанных ВЛ 500 кВ необходимо определить в рамках отдельной проектной проработки.

ОЭС Востока:

– строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км (реализуется в рамках комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р и в рамках исполнения решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 31.05.2023 № 356) для исключения существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений, обеспечения прогнозного потребления

электрической энергии и(или) мощности и обеспечения технологического присоединения потребителей;

– строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар со строительством ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая, реконструкцией ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручьи/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т, реконструкцией ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т и реконструкцией КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында (реализуется в рамках комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденного распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р и в рамках исполнения решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 31.05.2023 № 356) для исключения существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений, обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности и обеспечения технологического присоединения потребителей;

– реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА и установкой ИРМ 110 кВ мощностью 12 Мвар для исключения ограничений потребления Вилюйского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) при аварийном отключении одного автотрансформатора на ПС 220 кВ Сунтар и снижении уровней напряжения на шинах 110 кВ ПС Вилюйского энергорайона энергосистемы Республики Саха (Якутия) ниже допустимых значений при отключении питающей ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;

– реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ для исключения ограничений потребителей ПС 220 кВ Сунтар при аварийном отключении 1 С 220 ПС 220 кВ Сунтар во всех режимно-балансовых ситуациях.

11.2 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой национальной (общероссийской) электрической сети

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой

национальной (общероссийской) электрической сети, на период 2024–2029 годов приведен в приложении Г, в том числе:

ОЭС Центра:

– реконструкция ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новобрянская для обеспечения возможности сооружения блочной гибкой связи 750 кВ энергоблока № 1 Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 2,17 км, строительство заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км каждый, строительство заходов ВЛ 330 кВ 2АТ в КРУЭ 330 кВ Курская АЭС-2 ориентировочной протяженностью 10 км каждый, реконструкции ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Стройплощадка № 1 с организацией ее перезавода из существующего ОРУ Курской АЭС в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 5 км для обеспечения выдачи мощности энергоблока № 1 Курской АЭС-2;

– реконструкция ПС 220 кВ Ярцево со строительством ОРУ 500 кВ с установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый, строительство новых ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 1 и ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 2 ориентировочной протяженностью 30 км, строительство заходов ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино на ПС 500 кВ Ярцево ориентировочной протяженностью 6 км каждая для обеспечения выдачи мощности Загорской ГАЭС-2;

– строительство КРУЭ 220 кВ Каширская ГРЭС для обеспечения выдачи мощности энергоблоков № 1 и № 2 Каширской ГРЭС;

– строительство ПС 220 кВ Заводская с трансформатором Т-1 220/10 кВ мощностью 16 МВА, трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 95 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА для обеспечения выдачи мощности генерирующих объектов ООО «АГК-1» в районе города Наро-Фоминска;

– строительство ПС 220 кВ РП-3 с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый, строительство заходов ВЛ 220 кВ Северная – Металлургическая I, II цепь на ПС 220 кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 0,99 км каждый для обеспечения выдачи мощности Утилизационной ТЭЦ-2 и технологического присоединения потребителей (ПАО «НЛМК»).

ОЭС Юга:

– строительство РУ 220 кВ Ольховской ВЭС с двумя трансформаторов 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый, строительство заходов ВЛ 220 кВ Петров Вал – Таловка на РУ 220 кВ Ольховской ВЭС ориентировочной протяженностью 39,8 км каждый для выдачи мощности Ольховской ВЭС.

ОЭС Средней Волги:

– строительство РУ 220/35 кВ Гражданской ВЭС с одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 160 МВА и одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 125 МВА и строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Томыловская – Оросительная до Гражданской ВЭС ориентировочной протяженностью 2,7 км для выдачи мощности Гражданской ВЭС.

ОЭС Сибири:

– строительство РУ 220 кВ и РУ 110 кВ АЭС Брест с трансформатором 220/6,3 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором 110/6,3 кВ мощностью 16 МВА, строительство ВЛ 220 кВ АЭС Брест – ГПП-220 ориентировочной протяженностью 17 км и строительство заходов ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202) на РУ 220 кВ АЭС БРЕСТ ориентировочной протяженностью 5 км каждый для

обеспечение выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителей АО «СХК».

ОЭС Востока:

– строительство ПП 220 кВ Магистральный с заходами КВЛ 220 кВ Тында – Лопча в ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,4 км каждый, строительство заходов существующей КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи в ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый и реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2 со строительством участка до ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,3 км с образованием ВЛ 220 кВ Магистральный – Сковородино, строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая, строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Магистральный ориентировочной протяженностью 160 км для выдачи мощности Нерюнгринской ГРЭС;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна на ПС 220 кВ Угловая ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый, строительство ПС 220 кВ Угловая с автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 250 МВА для выдачи мощности Артемовской ТЭЦ-2;

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2 на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый.

11.3 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к Единой национальной (общероссийской) электрической сети

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к Единой национальной (общероссийской) электрической сети, на период 2024–2029 годов приведен в приложении Д, в том числе:

ОЭС Северо-Запада.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей АО «Цемент», ООО «Ординар», АО «Парус», ОАО «РЖД», ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ», ООО «Энергосоюз Северо-Запад», ООО «Специализированный застройщик ИнвестАльянс», ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс», и других, предусмотрен ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 69,1 км, трансформаторной мощности 2177 МВА.

ОЭС Центра.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ООО «НЛМК-Калуга», АО «Газпромнефть-МНПЗ», ООО «Ядро Фаб

Дубна», ОАО «РЖД», АО «Группа Компаний ПИК», ООО «Внуково Логистик», ООО «Агрокультура Групп», ООО «Тепличный комплекс «Тульский» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 239,2 км, трансформаторной мощности 2108,6 МВА.

ОЭС Юга.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей АО «Донские биотехнологии», АО «Агрокомплекс Сунжа», АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», индустриальный парк «Бахчисарай», ГУП РК «Черноморнефтегаз» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 107,8 км, трансформаторной мощности 1659 МВА.

ОЭС Средней Волги.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей АО «ВМЗ», ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез», АО «МЗ Балаково» и ООО «ИнфоТех Балаково» планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 40,9 км, трансформаторной мощности 862 МВА.

ОЭС Урала.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ПАО «НК «Роснефть», АО «Тюменнефтегаз», ООО «Муллит», ОАО «РЖД», ПАО «ММК», АО «НК «Конданефть» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 475,6 км, трансформаторной мощности 1558,6 МВА, средств компенсации реактивной мощности 315 Мвар.

ОЭС Сибири.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ОАО «РЖД», ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский», ООО ГРК «Амикан», ПАО «Газпром», АО «Тонода», ООО «Полюс Сухой Лог», АО «Богучанский алюминиевый завод», ПАО «Высочайший», ООО «Группа «Магнезит», АО «ГринФилд», ООО «Нэолайн», ООО «Голевская ГРК» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 3884,7 км, трансформаторной мощности 12539 МВА.

С целью покрытия перспективных нагрузок энергосистем Иркутской области и Республики Бурятия, обусловленных реализацией масштабного проекта по реконструкции инфраструктуры и расширению БАМ, освоением Ковыктинского месторождения ПАО «Газпром» и освоением новых перспективных месторождений золотосодержащих руд Сухой Лог и Чёртово Корыто требуется реализация ряда основных мероприятий по развитию электрических сетей 500 кВ:

– реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на напряжение 500 кВ;

– строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 294 км;

– строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА;

– строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 и № 2;

– реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА;

– строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км.

ОЭС Востока.

Для обеспечения технологического присоединения новых крупных потребителей ОАО «РЖД», ООО «Приморский металлургический завод», ООО «Амурский газохимический комплекс», ООО «Амур Минералс», ООО «АнтрацитИнвестПроект», ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Транснефть – Восток» и других планируется ввод в эксплуатацию ВЛ напряжением 220 кВ и выше протяженностью 1613,6 км, трансформаторной мощности 5223 МВА.

Перечень реализуемых и перспективных проектов по реновации объектов электросетевого хозяйства Единой национальной (общероссийской) электрической сети на период 2024–2029 годов приведен в приложении Е.

12 Информация о развитии устройств и комплексов релейной защиты и автоматики

В таблице 43 представлен перечень мероприятий по установке (модернизации) устройств и комплексов релейной защиты и автоматики на объектах 220 кВ и выше.

Таблица 43 – Перечень мероприятий по установке (модернизации) устройств и комплексов релейной защиты и автоматики на объектах 220 кВ и выше

№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект РФ)	Наименование проекта	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2024–2029 гг.	Основное назначение проекта
1	Энергосистема Мурманской области (Мурманская область)	Создание на ПС 330 кВ Титан устройств: – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 1 (Л-207); – АОПО ВЛ 150 кВ Титан – Главная № 2 (Л-208)	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Энергосистема Республики Коми (Республика Коми)	Создание на ПС 220 кВ Зеленоборск устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Энергосистема Вологодской области	Создание устройств ПА на ПС 220 кВ Октябрьская: – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Бабаево с отпайкой на ПС Заполье (ВЛ 110 кВ Бабаево 1); – АОПО ВЛ 110 кВ Октябрьская – Уйта (Тяговая) (ВЛ 110 кВ Уйта 1)	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Энергосистема Калужской области	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств АОПО: – АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново; – АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	Республики Крым и г. Севастополя	Создание на ПС 330 кВ Севастополь устройств РЗ (основной защиты): – ВЛ 110 кВ Севастополь – ПС-12 с отпайкой на ПС-2	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	Энергосистема Челябинской области	Создание на ПС 500 кВ Приваловская устройства АДШС ПС 500 кВ Приваловская	–	х	х	–	–	–	–	–	х	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Энергосистема Иркутской области (Иркутская область)	Создание на ПС 220 кВ Правобережная устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик I цепь; – АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Урик II цепь	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	Энергосистема Иркутской области (Иркутская область)	Создание на ПС 220 кВ Киренга устройств: – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Улькан (КУ-30); – АОПО ВЛ 220 кВ Киренга – Кунерма (КК-31)	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Энергосистема Кемеровской области (Кемеровская область – Кузбасс)	Создание на ПС 500 кВ Ново-Анжерская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Яйская с отпайкой на ПС Судженка; – АОПО ВЛ 110 кВ Ново-Анжерская – Иверка с отпайками	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект РФ)	Наименование проекта	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2024–2029 гг.	Основное назначение проекта
10	Энергосистема Кемеровской области (Кемеровская область – Кузбасс)	Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 31.08.2021 № НШ-249/1пр. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
11	Энергосистема Республики Алтай и Алтайского края (Алтайский край)	Создание на ПС 220 кВ Бийская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная I цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-165); – АОПО ВЛ 110 кВ Бийская – Заречная II цепь с отпайкой на ПС Угренёвская (ВЛ БЗ-166)	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
12	Энергосистема Амурской области	Реализация мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий от АПНУ Зейской ГЭС[1)]	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
13	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройства АОСН	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск с реализацией управляющих воздействий[2)]	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	Энергосистема Республики Саха (Якутия)	Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий[3)]	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Энергосистема Приморского края	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройств: – АОПО АТ-1; – АОПО АТ-2; – АОПО АТ-3	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
17	Энергосистема Приморского края	Создание на ПС 220 кВ Уссурийск-2 устройства АОПО ВЛ 110 кВ Уссурийск-2 – Кожзавод – Уссурийск/т	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	Энергосистема Приморского края	Создание на ПС 110 кВ Краскино устройства АОСН	–	х	–	х	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование энергосистемы (субъект РФ)	Наименование проекта	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2024–2029 гг.	Основное назначение проекта
19	Энергосистема Приморского края	Создание на ПС 110 кВ Троица устройства АОСН	–	х	–	х	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Примечания

1 [1)] Мероприятия по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий от АПНУ Зейской ГЭС предусматривают:

1) модернизацию на ПС 220 кВ Призейская, ПС 220 кВ Магдагачи УТМ;
2) создание на ПС 220 кВ Сковородино и ПС 220 кВ Тында УТМ;
3) создание на ПС 220 кВ Гонжа/т устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
4) создание на ПС 220 кВ Ульручьи/т устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино;
5) создание на ПС 220 кВ Сулус/т устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т;
6) создание на ПС 220 кВ Тунгала устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
7) создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств:
– ФОСШ 1С 220 кВ;
– ФОСШ 2С 220 кВ;
8) создание на ПС 220 кВ Призейская устройства:
– ФОСШ 1С 220 кВ;
9) создание на ПС 220 кВ Сковородино устройств:
– ФОСШ 1С 220 кВ;
– ФОСШ 2С 220 кВ;
10) создание на ПС 220 кВ Тында устройств:
– ФОСШ 1С 220 кВ;
– ФОСШ 2С 220 кВ;
11) создание на ПС 220 кВ Сковородино устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2;
12) создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи;
13) создание на ПС 220 кВ Ключевая устройства:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т;
14) создание на ПС 220 кВ Февральская устройства:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
15) создание на ПС 220 кВ Призейская устройства:

– ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
16) создание на ПС 220 кВ Тында устройств:
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында;
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный;
17) создание на ПС 220 кВ Дипкун устройств:
– ФОЛ КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
18) создание на ПС 220 кВ Тутаул устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул;
19) создание на ПС 220 кВ Призейская устройства:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул;
20) создание на ПС 220 кВ Ключевая устройства:
– ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т;
21) создание на ПС 220 кВ Сулус/т устройств:
– ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Ключевая – Сулус/т;
– ПРМ/ПРД ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи;
22) создание на ПС 220 кВ Магдагачи устройств:
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Сулус/т – Магдагачи;
23) создание на ПС 220 кВ Гонжа/т устройств:
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Гонжа/т;
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
24) создание на ПС 220 кВ Ульручьи/т устройств:
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Магдагачи – Ульручьи/т с отпайкой на ПС Талдан/т;
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино;
25) создание на Зейской ГЭС устройства:
– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская;
26) создание на ПС 220 кВ Призейская устройств:
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Зейская ГЭС – Призейская;
– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тутаул;
27) создание на ПС 220 кВ Сковородино устройств:
– ПРД/ПРМ ВЧ КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2;
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Гонжа/т – Сковородино с отпайкой на ПС Талдан/т;
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино;
28) создание на ПС 220 кВ Тунгала устройств:
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Призейская – Тунгала;
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
29) создание на ПС 220 кВ Тында устройств:
– ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2;

– ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун;
30) создание на ПС 220 кВ Нагорный устройств:
– ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный;
– ПРД ВОЛС ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный;
31) создание на ПС 220 кВ Февральская устройств:
– ПРД/ПРМ ВЧ ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Февральская – Тунгала;
32) создание на ПС 220 кВ Дипкун устройств:
– ПРД/ПРМ ВОЛС КВЛ 220 кВ Тында – Дипкун;
– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
33) создание на ПС 220 кВ Тутаул устройств:
– ПРД/ПРМ ВОЛС ВЛ 220 кВ Дипкун – Тутаул;
– ПРД/ПРМ ВОЛС Призейская – Тутаул.
2 [2)] Создание устройства АРПМ на ПС 220 кВ Олекминск с реализацией управляющих воздействий предусматривает:
1) создание на ПС 220 кВ Олекминск устройства АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-15 № 1, 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
2) создание на ПС 220 кВ Олекминск устройств:
– АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
– АРПМ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар.
3 [3)] Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий предусматривает:
1) создание на ПС 220 кВ Районная устройств:
– ЛАПНУ;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1,2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1,2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
– устройство телемеханики;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
– ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Районная;
– ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Районная;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь;
– ПОр ФСМ Мирный (суммарный переток по ВЛ 220 кВ Районная – Мирный № 1 и № 2);
2) создание на ПС 220 кВ Сунтар устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
– устройство телемеханики;
– УОН;
– ПОр ФСМ ПС 220 кВ Сунтар (суммарный переток по АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Сунтар);
3) создание на ПС 220 кВ КС-1 устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;

– ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12;
– УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
– УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12;
– устройства телемеханики;
4) создание на ПС 220 кВ Городская устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
– устройство телемеханики;
– ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Городская;
– ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Городская;
– УОН;
– ПОр ФСМ Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения (суммарный переток по ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй (Нюя) № 1 и № 2 с отпайкой на ПС НПС-11);
5) создание на ПС 220 кВ НПС-12 устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
– устройство телемеханики;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
6) создание на ПС 220 кВ Олекминск устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
– устройство телемеханики;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
– ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Олекминск;
– ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Олекминск;
– УОН;
7) создание на ПС 220 кВ НПС-13 устройств:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
– устройство телемеханики;
8) создание на Каскаде Вилюйских ГЭС 1, 2 устройств:
– УОГ;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
– УПАСК ВЛ 220кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Айхал II цепь;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Айхал;
– устройство телемеханики;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
– ФОСШ 1СШ 220 кВ Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОСШ 2СШ 220 кВ Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОСШ 3СШ 220 кВ Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОСШ 4СШ 220 кВ Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;

– ФОБ 1Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОБ 2Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОБ 3Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОБ 4Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОБ 5Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОБ 6Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОБ 7Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ФОБ 8Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– датчик измерения активной мощности на 1Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– датчик измерения активной мощности на 2Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– датчик измерения активной мощности на 3Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– датчик измерения активной мощности на 4Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– датчик измерения активной мощности на 5Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– датчик измерения активной мощности на 6Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– датчик измерения активной мощности на 7Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– датчик измерения активной мощности на 8Г Каскада Вилюйских ГЭС 1, 2;
– ПОр ФСМ Айхало – Удачнинского энергорайона (суммарный переток по трём ЛЭП 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Айхал);
9) создание на ПС 220 кВ Айхал устройств:
– УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Айхал II цепь;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Каскад Вилюйских ГЭС 1, 2 – Айхал;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6);
– УПАСК ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6);
– УОН;
10) создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройств:
– УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 1;
– УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 3;
– УОН;
11) создание на ПС 110 кВ УППГ-4 устройства УОН;
12) создание на ПС 110 кВ УКПГ-3 устройства УОН;
13) создание на ПС 110 кВ УППГ-2 устройства УОН;
14) создание на Светлинской ГЭС устройств:
– датчик измерения активной мощности на 1Г Светлинской ГЭС;
– датчик измерения активной мощности на 2Г Светлинской ГЭС;
– датчик измерения активной мощности на 3Г Светлинской ГЭС;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь;
– ФОСШ 1С 220 кВ Светлинской ГЭС;
– ФОСШ 2С 220 кВ Светлинской ГЭС;
– ФОБ 1Г Светлинской ГЭС;
– ФОБ 2Г Светлинской ГЭС;
– ФОБ 3Г Светлинской ГЭС;
– устройство телемеханики;
14) создание на ПС 220 кВ НПС-15:
– устройство телемеханики;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;

– ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
– ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15;
– ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15;
15) создание на ПС 220 кВ Нижний Куранах:
– устройство телемеханики;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16;
– датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16;
– ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах;
– ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах;
16) создание на ПС 220 кВ Амга:
– ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
– ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16.

13 Оценка экономических последствий реализации технических решений, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетических систем России

13.1 Прогнозные объемы инвестиций в развитие ЕЭС России и синхронных зон в прогнозных ценах

Потребность в инвестиционных ресурсах (капитальных вложениях) на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше определена в целом по ЕЭС России и с разбивкой по синхронным зонам, представлена в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

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

– на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликован 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей выполнена на основании анализа утвержденных инвестиционных программ генерирующих компаний и их итоговых проектов, результатов конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, результатов конкурсных отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций, а также нормативных документов.

Оценка потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше выполнена на основании анализа утвержденных инвестиционных программ электросетевых компаний и их итоговых проектов, а также на основании расчетов, выполненных по УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [1]).

Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей по синхронным зонам, в том числе по типам электростанций, а также на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в целом по ЕЭС России в период 2023–2029 годов представлен в таблице 44.

Таблица 44 – Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей по синхронным зонам, в том числе по типам электростанций, а также на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в целом по ЕЭС России в период 2023–2029 годов

Наименование	Тип станции	Инвестиции за период 2023–2029 гг., млн руб. (в прогнозных ценах соответствующих лет с НДС)
1-я синхронная зона ЕЭС России	Все типы	2045961,10
	АЭС	431988,73
	ГЭС и ГАЭС	181927,95
	ТЭС	1018345,00
	ВЭС и СЭС	413699,42
2-я синхронная зона ЕЭС России	Все типы	450742,72
	АЭС	0
	ГЭС и ГАЭС	2003,61
	ТЭС	448739,11
	ВЭС и СЭС	0
Итого по ЕЭС России	Все типы	2496703,82
	АЭС	431988,73
	ГЭС и ГАЭС	183931,56
	ТЭС	1467084,11
	ВЭС и СЭС	413699,42
Электрические сети 220 кВ и выше	–	558062,50
Всего с учетом электрических сетей 220 кВ и выше	–	3054766,32

Потребность в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в период 2023–2029 годов прогнозируется в размере 3054766,32 млн руб. с НДС, в том числе:

– на развитие генерирующих мощностей – 2496703,82 млн руб. с НДС;

– на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше – 558062,50 млн руб. с НДС.

13.2 Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения 220 кВ и выше в прогнозных ценах

Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше по синхронным зонам, в том числе по классам напряжения, в период 2023–2029 годов представлен в таблице 45.

Таблица 45 – Прогноз потребности в инвестиционных ресурсах на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше по синхронным зонам, в том числе по классам напряжения, в период 2023–2029 годов

Наименование	Класс напряжения	Инвестиции за период 2023–2029 гг., млн руб. (в прогнозных ценах соответствующих лет с НДС)
1-я синхронная зона ЕЭС России	Все классы	372174,12
	1150 кВ	2701,03
	750 кВ	783,62
	500 кВ	218265,36
	330 кВ	17462,76
	220 кВ	132961,35
2-я синхронная зона ЕЭС России	Все классы	185888,38
	500 кВ	122583,65
	220 кВ	63304,73
Итого по ЕЭС России	Все классы	558062,50
	1150 кВ	2701,03
	750 кВ	783,62
	500 кВ	340849,01
	330 кВ	17462,76
	220 кВ	196266,08

13.3 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в магистральной сети

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

– Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [2];

– Методических указаний по проектированию развития энергосистем [3].

13.3.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой организацией по управлению ЕНЭС (далее – ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети») 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 ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» и ПВВ от услуги по передаче электрической энергии ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования;

– сравнения на прогнозный период необходимого среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС и среднего тарифа, рассчитанного при существующих механизмах тарифного регулирования.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ сетевой организации 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.

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» на прогнозный период включает в себя:

– НВВ на содержание электрических сетей с учетом планов по инвестиционной программе 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 [3];

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [3];

– НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

13.3.2 Исходные допущения

НВВ на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» с учетом планов по инвестиционной программе и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» приняты на 2022 год в соответствии с:

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

– утвержденной и принятой к учету в целях тарифного регулирования инвестиционной программой[2];

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

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

Эксплуатационные затраты на прогнозный период ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» включают в себя операционные затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» Федеральной антимонопольной службой[3], и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных

[2] Приказ Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@».

[3] Приказ ФАС России от 01.12.2020 № 1176/20.

производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционной программы, 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 2022 год ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы[4], для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и непревышения совокупного объема заемных средств в размере 3,5×EBITDA в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата по привлеченным заемным средствам принят на основе отчетных данных за 2022 год ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» и составляет 19 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам на прогнозный период принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных за 2022 год ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», и составляет 0 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 46.

[4] Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Таблица 46 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети»	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	44 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0,1 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	19 лет	19 лет

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [3], определены как разница между фактической НВВ за 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [3] на основании фактических данных за 2022 год.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана с учетом сохранения уровня нормативных технологических потерь в размере 4 % и с учетом темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности). НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период соответствует ПВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС на 2024 год принят на основании планового полезного отпуска, принимаемого по данным формы «Финансовый план субъекта электроэнергетики», входящей в состав инвестиционной программы сетевой организации. Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС на 2025–2029 годы определен исходя из прогнозируемого объема потребления электрической энергии по ЕЭС России, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности на 2024–2029 годы, умноженного на средний за 5 последних отчетных лет коэффициент отношения фактического объема полезного отпуска электрической энергии ПАО «Федеральная

сетевая компания – Россети» к объему потребления электрической энергии по ЕЭС России, прогнозируемому в предыдущие годы для соответствующего периода в рамках среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности. Фактический объем полезного отпуска электрической энергии ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» принимается по данным формы «Информация об отпуске электрической энергии в сеть и отпуске электрической энергии из сети сетевой организации по уровням напряжений, используемым для ценообразования, потребителям электрической энергии и территориальным сетевым организациям, присоединенным к сетям сетевой организации», являющейся частью материалов, публикуемых в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии».

ПВВ в части содержания электрических сетей на 2024 год рассчитана исходя из установленных Федеральной антимонопольной службой тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на содержание электрических сетей на 2022 год[5] с учетом темпа роста тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на содержание электрических сетей[6] и прогнозного объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС. На прогнозный период 2025–2029 годов ПВВ в части содержания электрических сетей рассчитана также с учетом темпов роста тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей[7], увеличенных на 4 процентных пункта. Увеличение темпа роста тарифов определено по результатам ретроспективного корреляционного анализа прогнозируемых на основании данных Минэкономразвития России темпов роста тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей и темпов роста тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на содержание электрических сетей, определенных исходя из установленных Федеральной антимонопольной службой тарифов на соответствующие периоды.

Прогноз темпов изменения объема полезного отпуска из ЕНЭС и объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС, представлен в таблице 47.

Таблица 47 – Прогноз темпов изменения объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС и темпа изменения объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Темп изменения объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС	4,2 %	2,7 %	1,6 %	0,7 %	0,5 %	-0,3 %
Темп изменения объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС	-0,5 %	-0,5 %	-0,5 %	-0,5 %	-0,5 %	-0,5 %

[5] Приказ ФАС России от 14.12.2021 № 1410/21.

[6] Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.04.2023 № 1113-р и Приказ ФАС России от 18.11.2022 № 840/22.

[7] Приняты на основании Прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на период 2023–2025 (от 28.08.2022) и до 2036 года (22.11.2018).

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 48.

Таблица 48 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии на содержание объектов ЕНЭС, оказываемые ПАО «Россети»	6 %	9 %	8 %	8 %	8 %	8 %
Рост цен на газ (все кроме Дальневосточного ФО)	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Рост цен на газ (Дальневосточный ФО)	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию мероприятий, утвержденных инвестиционной программой ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», 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 утвержденную инвестиционную программу ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», 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 ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети». В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

За горизонтом периода, на который утверждена инвестиционная программа ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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

В схеме и программе развития электроэнергетических систем России отсутствуют мероприятия на объектах иных сетевых организаций, являющихся

владельцами объектов ЕНЭС, сверх утвержденных инвестиционных программ таких сетевых организаций. Затраты на эксплуатацию объектов ЕНЭС, принадлежащих иным сетевым организациям, учтены в НВВ и ПВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети».

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» представлены в таблице 49.

Таблица 49 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» (в млрд руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	217	211	215	231	230	228
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	29	23	27	42	41	39
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	278	273	275	291	290	288

13.3.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» 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 50 и на рисунке 23.

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 50 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	291	317	340	363	388	413
НВВ	млрд руб.	308	331	356	388	409	428
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	17	14	16	25	21	15
Прогнозный средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,49	0,52	0,55	0,58	0,62	0,66
Среднегодовой темп роста	%	–	*106*	*106*	*106*	*106*	*107*
Необходимый средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС	руб./кВт·ч	0,52	0,54	0,57	0,62	0,65	0,68
Среднегодовой темп роста	%	–	*105*	*106*	*108*	*105*	*105*
Δ среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,03	0,02	0,03	0,04	0,03	0,02

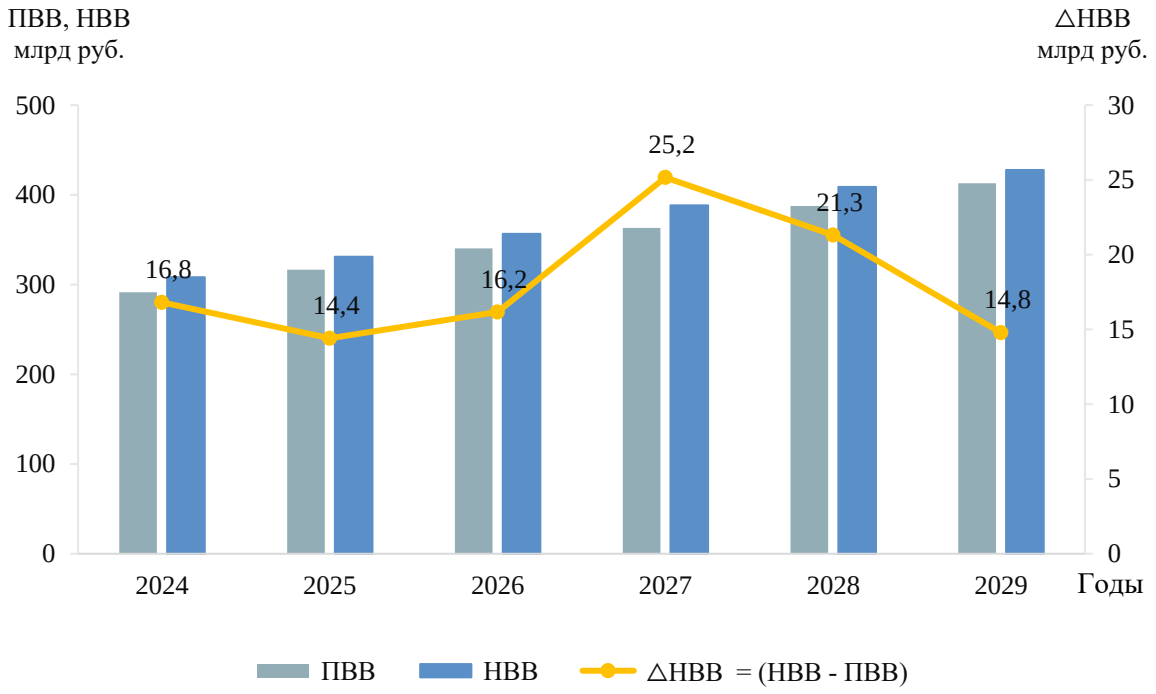

Рисунок 23 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 50, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

13.3.4 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» 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 тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС:

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

– сценарий 2 – снижение прогнозного среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за период составляет 45 млрд руб. и 70 млрд руб. в год. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 24.

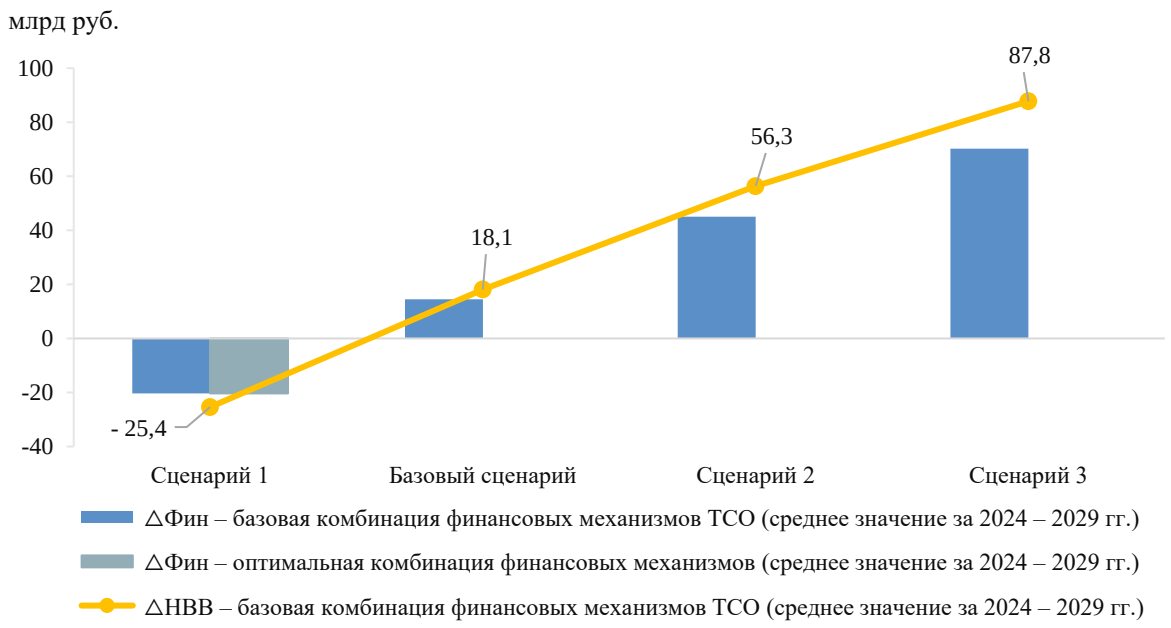

Рисунок 24 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 51.

Таблица 51 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	44 %	44 %	44 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	5 %	23 %	40 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %	8 %

Как видно из рисунка 24, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях за счет изменения финансовых механизмов, с привлечением бюджетных источников финансирования (таблица 51), включая наиболее пессимистичный сценарий – при отсутствии роста среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС и его фиксации на уровне 2023 года.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию ЕЭС России, включая предложения по развитию Единой национальной электрической сети напряжением 220 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

– выполнен прогноз требуемого прироста генерирующих мощностей для удовлетворения потребности в электрической энергии, динамики развития существующих и планируемых к строительству генерирующих мощностей, потребности в топливе организаций электроэнергетики, потребности в инвестиционных ресурсах;

– сформированы перспективные балансы электрической энергии и мощности, перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше.

Прогноз потребления электрической энергии по синхронным зонам ЕЭС России на 2024–2029 годы сформирован на основе базового варианта «Сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов», разработанного Министерством экономического развития Российской Федерации (апрель 2023 года) с учетом внутренних и внешних тенденций предстоящего экономического развития.

Потребление электрической энергии по ЕЭС России оценивается к концу прогнозного периода в объеме 1274474 млн кВт·ч, при среднегодовом темпе прироста потребления электрической энергии 2,04 %, в том числе: по 1-й синхронной зоне – 1211070 млн кВт·ч (среднегодовой темп прироста – 1,90 %), по 2-й синхронной зоне – 63404 млн кВт·ч (среднегодовой темп прироста – 5,20 %).

Максимальное потребление мощности ЕЭС России в 2024 году составит 169223 МВт. В 2029 году максимальное потребление мощности прогнозируется на уровне 183351 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 2,07 %.

Максимальное потребление мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2024 году прогнозируется на уровне 161720 МВт. В 2029 году максимальное потребление мощности увеличится и составит 174531 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста максимума потребления мощности 1,98 %.

Максимальное потребление мощности 2-й синхронной зоны в 2024 году прогнозируется на уровне 8391 МВт. На перспективу ожидается существенное увеличение максимума потребления мощности и в 2029 году его значение составит 9870 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,51 %.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в 2024–2029 годах составляют 5042,7 МВт, в том числе: на АЭС – 1000,0 МВт, на ТЭС – 4042,7 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях ЕЭС России в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 15736,3 МВт, в том числе: на АЭС – 2700 МВт, на ГЭС – 258 МВт, на ГАЭС – 840 МВт, на ТЭС – 6960 МВт и на ВЭС, СЭС – 4978,3 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций ЕЭС России в 2024–2029 годы возрастет по сравнению с 2022 годом на 13693 МВт (5,5 %) и составит 261294,8 МВт, в том числе: АЭС – 31243 МВт, ГЭС – 49498,4 МВт, ГАЭС – 2180 МВт, ТЭС – 168721,3 МВт, ВИЭ (ВЭС, СЭС) – 9652,2 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей ЕЭС не претерпит существенных изменений.

Для обеспечения балансов мощности может участвовать мощность электростанций ЕЭС России в объеме 227855 МВт в 2024 году и 235216,6 МВт в 2029 году, что превышает потребность в мощности с учетом перетока в смежные энергосистемы на 48230,6–54997 МВт.

В территориальном разрезе существуют территории ЕЭС России, на которых технологически необходимо сооружение генерирующих объектов, отсутствующих в планах каких-либо собственников, а также сохраняются проблемные энергоузлы (энергорайоны), для обеспечения надежного электроснабжения потребителей, в которых требуется реализация мер по строительству генерирующих объектов, приводимых в схеме и программе ЕЭС России.

Производство электрической энергии электростанциями ЕЭС России относительно фактической величины 2022 года (1121607,8 млн кВт·ч) возрастет на 158218,2 млн кВт·ч (до 1279826 млн кВт·ч) в 2029 году.

При прогнозируемых уровнях потребления электрической энергии потребность в органическом топливе тепловых электростанций ЕЭС России возрастет с 313,6 млн т у.т. в 2024 году до 341,1 млн т у.т. в 2029 году. Структура топлива на прогнозируемый период 2024–2029 годы не меняется, основную его долю составляет газ (70,6–71,2 %). Удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2024 году составит 309,3 г/кВт·ч, в 2029 году – 307,0 г/кВт·ч.

Потребность в инвестиционных ресурсах на развитие генерирующих мощностей и электрических сетей напряжением 220 кВ и выше в период 2023–2029 годов прогнозируется в размере 3054766,32 млн руб. с НДС, в том числе: на развитие генерирующих мощностей – 2496703,82 млн руб. с НДС, на развитие электрических сетей напряжением 220 кВ и выше – 558062,50 млн руб. с НДС.

В прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Ликвидация дефицита финансирования инвестиций возможна за счет привлечения заемных средств в размере 44 % от необходимых инвестиций в среднем за прогнозный период и бюджетных средств в размере 5 %.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: http://www.consultant.ru/ (дата обращения: 24.08.2023).

2. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025 (дата обращения: 24.08.2023).

3. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055 (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Балансовые показатели по синхронным зонам, территориальным энергосистемам, входящим в ЕЭС России

Приложение № 1
к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2024–2029 годы

Балансовые показатели по синхронным зонам, территориальным энергосистемам, входящим в ЕЭС России

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1090437,0	1106369,8	1118785,0	1149092,0	1179170,0	1209400,0	1235281,0	1255689,0	1274474,0
	Максимум потребления мощности	МВт	161418	158864	164713	169223	172895	176459	179270	181213	183351
	Установленная мощность электростанций	МВт	246590,9	247601,8	249233,3	249429,0	253032,7	255931,0	257477,6	260592,0	261294,8
1-я синхронная зона ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1047583,4	1061909,5	1072565,0	1100538,0	1127296,0	1151958,0	1173351,0	1192661,0	1211070,0
	Максимум потребления мощности	МВт	154152	152118	157681	161720	165032	168102	170492	172416	174531
	Установленная мощность электростанций	МВт	235324,8	236359,9	237981,5	238087,2	241254,1	243166,6	245042,5	247606,9	248309,7
Архангельская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7463,4	7203,2	7070,0	7207,0	7220,0	7272,0	7305,0	7325,0	7305,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1219	1110	1158	1133	1143	1143	1143	1143	1143
	Установленная мощность электростанций	МВт	1605,0	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1	1600,1
Калининградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4685,5	4690,3	4666,0	4862,0	4988,0	5123,0	5210,0	5247,0	5269,0
	Максимум потребления мощности	МВт	810	805	819	840	857	865	868	872	876
	Установленная мощность электростанций	МВт	1918,7	1919,3	1919,3	1925,3	1925,3	1925,3	1925,3	1925,3	1925,3
Республика Карелия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8301,9	8298,7	8300,0	8787,0	8891,0	8969,0	9060,0	9446,0	9667,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1250	1244	1270	1326	1331	1332	1344	1398	1434
	Установленная мощность электростанций	МВт	1097,3	1094,9	1144,7	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8	1152,8
Республика Коми	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8949,2	8904,0	8640,0	9043,0	9232,0	9331,0	9384,0	9433,0	9437,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1270	1260	1276	1316	1320	1327	1334	1338	1342
	Установленная мощность электростанций	МВт	2503,9	2568,0	2568,0	2562,0	2562,0	2562,0	2562,0	2562,0	2562,0
Мурманская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11973,4	11998,4	11820,0	12390,0	12607,0	12655,0	12659,0	13139,0	15164,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1874	1786	1750	1890	1877	1875	1881	2264	2570
	Установленная мощность электростанций	МВт	3619,0	3829,4	3829,4	3837,4	3837,4	3853,9	3853,9	3853,9	3853,9
г. Санкт-Петербург	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	25734,2	25419,1	25420,0	27040,0	27815,0	28048,0	28204,0	28399,0	28443,0
	Максимум потребления мощности	МВт	4459	4344	4459	4475	4610	4628	4645	4666	4682
	Установленная мощность электростанций	МВт	4577,8	4583,3	4606,3	4584,3	4584,3	4584,3	4584,3	4584,3	4584,3
Ленинградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23461,0	23555,3	23555,0	24989,0	26201,0	26552,0	27342,0	28991,0	30469,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3784	3659	3784	4063	4195	4338	4571	4686	4750
	Установленная мощность электростанций	МВт	8562,2	8635,0	8640,0	8640,0	8650,0	8655,0	8655,0	8655,0	8655,0
Новгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4639,7	4668,0	4787,0	4811,0	5007,0	5025,0	5036,0	5059,0	5056,0
	Максимум потребления мощности	МВт	728	709	730	732	759	760	762	763	765
	Установленная мощность электростанций	МВт	428,5	428,5	428,5	428,5	428,5	417,5	417,5	417,5	417,5
Псковская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2342,9	2395,5	2452,0	2521,0	2568,0	2625,0	2667,0	2687,0	2697,0
	Максимум потребления мощности	МВт	433	414	421	443	456	459	461	463	466
	Установленная мощность электростанций	МВт	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7	445,7
Белгородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16335,2	16091,5	15950,0	16334,0	16483,0	16604,0	16672,0	16870,0	17163,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2353	2344	2300	2328	2371	2403	2407	2426	2475
	Установленная мощность электростанций	МВт	229,2	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0	235,0

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Брянская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4329,3	4406,9	4350,0	4366,0	4436,0	4499,0	4520,0	4555,0	4567,0
	Максимум потребления мощности	МВт	747	732	740	757	761	767	771	775	779
	Установленная мощность электростанций	МВт	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
Владимирская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7219,5	7336,3	7394,0	7412,0	7469,0	7501,0	7518,0	7553,0	7608,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1235	1196	1233	1249	1251	1254	1256	1258	1271
	Установленная мощность электростанций	МВт	602,0	602,0	602,0	602,0	602,0	602,0	602,0	602,0	602,0
Вологодская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14763,4	14281,6	14394,0	14308,0	14552,0	14673,0	14683,0	14783,0	14879,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2166	2083	2099	2088	2113	2123	2124	2133	2153
	Установленная мощность электростанций	МВт	1411,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0
Воронежская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	12591,8	12533,3	12650,0	12940,0	13163,0	13381,0	13549,0	13661,0	13826,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2001	1925	2003	2091	2138	2151	2163	2172	2183
	Установленная мощность электростанций	МВт	4283,6	4283,6	4283,6	4283,6	4283,6	4285,6	4285,6	4285,6	4285,6
Ивановская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3579,8	3542,1	3545,0	3630,0	3718,0	3733,0	3744,0	3769,0	3772,0
	Максимум потребления мощности	МВт	637	614	651	640	646	649	650	653	655
	Установленная мощность электростанций	МВт	922,0	922,0	872,0	1197,0	1197,0	1197,0	1197,0	1197,0	1197,0
Калужская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7492,1	7402,2	7420,0	7516,0	7898,0	8037,0	8634,0	9204,0	9181,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1270	1253	1291	1295	1340	1458	1458	1459	1459
	Установленная мощность электростанций	МВт	142,0	142,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Костромская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3699,2	3650,2	3630,0	3638,0	3651,0	3665,0	3673,0	3691,0	3746,0
	Максимум потребления мощности	МВт	635	614	625	618	619	621	622	624	635
	Установленная мощность электростанций	МВт	3845,8	3875,8	3875,8	3935,8	3965,8	4025,8	4065,8	4065,8	4065,8
Курская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8960,6	8266,4	8150,0	8354,0	8799,0	8922,0	9563,0	9647,0	10296,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1245	1198	1198	1176	1266	1281	1365	1424	1454
	Установленная мощность электростанций	МВт	3270,7	3270,7	3291,0	2291,0	3491,0	3491,0	4691,0	4691,0	4691,0
Липецкая область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13868,1	13869,0	13950,0	14083,0	14161,0	14220,0	14304,0	14412,0	14399,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2161	2097	2120	2171	2181	2199	2204	2208	2212
	Установленная мощность электростанций	МВт	1132,6	1132,6	1132,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6	1432,6
г. Москва	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	54951,9	55425,7	55981,0	56737,0	57589,0	58699,0	59667,0	60616,0	60982,0
	Максимум потребления мощности	МВт	9621	9322	9684	9805	10187	10450	10638	10747	10852
	Установленная мощность электростанций	МВт	10758,1	10748,5	10623,5	10633,5	10633,5	10640,5	10678,5	10678,5	10678,5
Московская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	60533,0	61957,5	62519,0	62538,0	63410,0	63987,0	64565,0	65357,0	66915,0
	Максимум потребления мощности	МВт	9867	9343	9971	10001	10192	10275	10353	10447	10527
	Установленная мощность электростанций	МВт	5189,6	5484,6	5484,6	5764,6	5697,6	5697,6	5697,6	7434,0	7434,0
Орловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2832,0	2898,6	2850,0	2918,0	2978,0	3013,0	3025,0	3044,0	3047,0
	Максимум потребления мощности	МВт	473	466	484	489	496	497	499	501	505
	Установленная мощность электростанций	МВт	393,3	381,3	381,3	381,3	381,3	381,3	381,3	381,3	381,3
Рязанская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6849,0	6961,9	7040,0	6997,0	7163,0	7218,0	7307,0	7361,0	7377,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1051	1064	1085	1092	1114	1118	1130	1138	1142
	Установленная мощность электростанций	МВт	3719,1	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7	3699,7
Смоленская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	6661,5	6485,5	6567,0	6677,0	6528,0	6458,0	6615,0	6583,0	6701,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1059	1044	1055	1051	1054	1056	1058	1060	1071
	Установленная мощность электростанций	МВт	3995,0	3995,0	3995,0	4015,0	4036,0	4036,0	4036,0	4036,0	4036,0
Тамбовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3536,5	3535,3	3520,0	3568,0	3601,0	3657,0	3749,0	3827,0	3819,0
	Максимум потребления мощности	МВт	627	593	610	607	612	642	642	643	643
	Установленная мощность электростанций	МВт	283,0	283,0	315,0	315,0	335,0	335,0	486,2	486,2	486,2
Тверская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8761,8	9050,9	9110,0	9233,0	9276,0	9254,0	9201,0	9386,0	9470,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1396	1398	1445	1448	1453	1458	1467	1469	1471
	Установленная мощность электростанций	МВт	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6	6797,6

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Тульская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10798,7	11134,8	11350,0	11482,0	11890,0	12445,0	12736,0	12806,0	12804,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1679	1712	1760	1852	1930	1940	1952	1957	1961
	Установленная мощность электростанций	МВт	1614,3	1639,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2	1598,2
Ярославская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8568,1	8496,1	8538,0	8583,0	8672,0	8689,0	8702,0	8729,0	8728,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1459	1410	1491	1445	1455	1456	1458	1459	1462
	Установленная мощность электростанций	МВт	1587,0	1574,7	1574,7	1574,7	1574,7	1584,7	1584,7	1584,7	1584,7
Республика Марий Эл	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	2768,0	2458,3	2493,0	2483,0	2772,0	2792,0	2810,0	2835,0	2845,0
	Максимум потребления мощности	МВт	489	424	430	437	488	491	494	497	501
	Установленная мощность электростанций	МВт	252,5	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0	252,0
Республика Мордовия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3421,4	3407,7	3414,0	3534,0	3608,0	3659,0	3690,0	3718,0	3723,0
	Максимум потребления мощности	МВт	530	547	561	567	575	577	580	583	585
	Установленная мощность электростанций	МВт	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0	388,0
Нижегородская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	20791,8	20075,0	20229,0	20783,0	21366,0	22262,0	22934,0	23193,0	23409,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3364	3156	3233	3349	3555	3569	3614	3628	3659
	Установленная мощность электростанций	МВт	2739,6	2740,6	2740,6	2748,1	2755,6	2763,1	2770,6	2778,1	2785,6
Пензенская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4852,7	4836,5	4818,0	4913,0	5014,0	5129,0	5249,0	5346,0	5395,0
	Максимум потребления мощности	МВт	824	812	846	870	878	883	889	895	913
	Установленная мощность электростанций	МВт	374,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0	376,0
Самарская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23642,9	23139,2	23307,0	24382,0	24664,0	25025,0	25347,0	25994,0	26595,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3632	3544	3675	3820	3844	3880	3897	3951	4024
	Установленная мощность электростанций	МВт	5838,3	5809,1	5809,1	6045,7	6080,6	6080,6	6098,2	6098,2	6433,2
Саратовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	13162,2	13053,5	13127,0	13516,0	13945,0	14037,0	14724,0	15529,0	15999,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2049	2003	2089	2144	2209	2265	2341	2373	2403
	Установленная мощность электростанций	МВт	6573,0	6614,0	6620,0	6620,0	6905,9	6964,9	6964,9	6979,9	6979,9
Республика Татарстан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	31877,5	33001,9	33614,0	34628,0	35355,0	35837,0	36404,0	36908,0	37261,0
	Максимум потребления мощности	МВт	4767	4821	4947	5108	5208	5282	5344	5400	5467
	Установленная мощность электростанций	МВт	8101,6	8589,0	8589,0	7839,1	7859,1	8711,1	8711,1	9060,1	9060,1
Ульяновская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5627,8	5598,4	5632,0	5727,0	5804,0	5879,0	5963,0	6022,0	6115,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1004	990	990	1011	1022	1028	1031	1033	1050
	Установленная мощность электростанций	МВт	1029,9	1029,9	1029,9	1029,9	1029,9	1039,9	1039,9	1039,9	1039,9
Чувашская Республика – Чувашия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5286,5	5310,2	5325,0	5466,0	5532,0	5560,0	5571,0	5596,0	5591,0
	Максимум потребления мощности	МВт	899	880	914	927	929	931	933	934	936
	Установленная мощность электростанций	МВт	2181,0	2181,0	2181,0	2181,0	2181,0	2131,0	2131,0	2131,0	2131,0
Астраханская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4230,8	4236,6	4258,0	4415,0	4494,0	4550,0	4614,0	4679,0	4713,0
	Максимум потребления мощности	МВт	722	698	771 [1)]	743	760	760	777	778	778
	Установленная мощность электростанций	МВт	1369,2	1369,2	1369,2	1429,2	1429,2	1579,2	1699,2	1847,7	1915,2
Волгоградская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16560,4	16686,2	17016,0	17132,0	17459,0	17711,0	18060,0	18755,0	19200,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2505	2597	2608	2689	2716	2800	2957	2963	2986
	Установленная мощность электростанций	МВт	4258,0	4321,0	4321,0	4337,8	4645,6	4656,1	4966,6	5128,6	5371,6
Республика Дагестан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7708,4	8482,0	8600,0	8646,0	8680,0	8709,0	8737,0	8767,0	8796,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1435	1463	1546	1615	1624	1629	1635	1640	1645
	Установленная мощность электростанций	МВт	1905,1	1920,1	1920,1	1920,1	2260,1	2464,6	2493,6	2497,6	2547,4
Республика Ингушетия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	878,5	924,8	940,0	961,0	980,0	980,0	980,0	983,0	980,0
	Максимум потребления мощности	МВт	157,0	157	169	175	175	175	175	175	175
	Установленная мощность электростанций	МВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Кабардино-Балкарская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1775,0	1847,0	1874,0	2009,0	2102,0	2113,0	2117,0	2126,0	2122,0
	Максимум потребления мощности	МВт	292	302	319	326	327	328	328	328	328
	Установленная мощность электростанций	МВт	220,1	220,1	220,1	220,1	243,5	243,5	243,5	266,7	266,7

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Республика Калмыкия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	853,7	844,6	870,0	873,0	871,0	871,0	871,0	873,0	871,0
	Максимум потребления мощности	МВт	143	145	154	146	146	146	146	146	146
	Установленная мощность электростанций	МВт	433,5	471,1	471,1	531,1	591,1	591,1	591,1	591,1	591,1
Карачаево-Черкесская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1432,2	1463,6	1545,0	1577,0	1642,0	1667,0	1688,0	1715,0	1733,0
	Максимум потребления мощности	МВт	240	251	263	271	275	278	282	286	290
	Установленная мощность электростанций	МВт	358,8	383,7	408,6	408,6	408,6	408,6	408,6	408,6	408,6
Республика Адыгея	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1625,0	1645,5	1672,0	1682,0	1780,0	1896,0	1928,0	1934,0	1939,0
	Максимум потребления мощности	МВт	268	263	288	290	297	303	307	307	308
	Установленная мощность электростанций	МВт	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7	180,7
Краснодарский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	28335,8	29403,0	29841,0	31103,0	32536,0	34118,0	34769,0	35472,0	35908,0
	Максимум потребления мощности	МВт	5325 [1)]	5203 [1)]	5769 [1)]	4793	4953	5242	5288	5402	5449
	Установленная мощность электростанций	МВт	2475,4	2477,7	3200,0	3210,0	3210,0	3210,0	3210,0	3210,0	3210,0
Ростовская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	19883,3	20088,4	20101,0	20529,0	20836,0	21127,0	21483,0	21858,0	21977,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3308	3130	3410 [1)]	3301	3329	3351	3365	3375	3385
	Установленная мощность электростанций	МВт	7834,9	7834,9	7834,9	7834,9	7992,4	7994,9	7994,9	7943,9	7943,9
Республика Северная Осетия – Алания	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1833,5	1867,4	1893,0	1925,0	1981,0	2018,0	2034,0	2054,0	2066,0
	Максимум потребления мощности	МВт	331	371	342	359	362	365	368	371	374
	Установленная мощность электростанций	МВт	448,1	448,1	448,1	448,1	463,1	466,9	467,6	468,3	468,3
Ставропольский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	11033,3	11286,3	11320,0	11621,0	11774,0	11851,0	11884,0	11935,0	11994,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1772	1769	1973 [1)]	1813	1819	1824	1825	1828	1842
	Установленная мощность электростанций	МВт	5215,0	5272,8	5549,9	5549,9	5624,2	5627,2	5627,2	5627,2	5627,2
Чеченская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	3359,0	3412,6	3540,0	3623,0	3785,0	3879,0	3975,0	4089,0	4187,0
	Максимум потребления мощности	МВт	567	562	616 [1)]	630	644	660	677	694	713
	Установленная мощность электростанций	МВт	361,3	366,3	366,3	366,3	401,3	401,3	401,3	424,3	424,3
г. Севастополь	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1702,7	1742,8	1757,0	1799,0	1869,0	1909,0	1933,0	1962,0	1978,0
	Максимум потребления мощности	МВт	331	334	345	359	363	368	372	377	381
	Установленная мощность электростанций	МВт	663,6	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1	662,1
Республика Крым	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7059,1	7115,6	7406,0	7669,0	8092,0	8269,0	8369,0	8432,0	8420,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1256	1289	1362	1441	1465	1479	1481	1481	1483
	Установленная мощность электростанций	МВт	1442,3	1442,3	1408,9	1384,9	1384,9	1384,9	1384,9	1384,9	1384,9
Республика Башкортостан	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	26464,9	27560,5	27993,0	28351,0	28900,0	29632,0	30353,0	31005,0	31369,0
	Максимум потребления мощности	МВт	4121	4195	4269	4336	4434	4541	4601	4637	4669
	Установленная мощность электростанций	МВт	5498,0	5562,7	5586,1	5636,1	5650,9	5668,9	5708,7	5708,7	5708,7
Кировская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	7301,7	7299,7	7313,0	7425,0	7567,0	7696,0	7783,0	7861,0	7940,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1166	1156	1187	1205	1224	1235	1240	1244	1260
	Установленная мощность электростанций	МВт	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3	963,3
Курганская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	4418,3	4498,0	4488,0	4554,0	4589,0	4635,0	4678,0	4726,0	4764,0
	Максимум потребления мощности	МВт	741	765	746	766	772	776	779	783	792
	Установленная мощность электростанций	МВт	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2	706,2
Оренбургская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	15980,7	15773,9	16046,0	16303,0	16596,0	16926,0	17122,0	17556,0	17889,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2315	2287	2338	2386	2420	2463	2491	2548	2603
	Установленная мощность электростанций	МВт	3947,5	3837,5	3837,5	3867,5	3867,5	3897,5	3927,5	3927,5	3927,5
Пермский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	23287,3	23231,6	23693,0	24606,0	25300,0	25922,0	26561,0	27129,0	27814,0
	Максимум потребления мощности	МВт	3438	3361	3539	3683	3832	3880	3910	3936	4000
	Установленная мощность электростанций	МВт	7797,5	7766,5	7831,4	7836,4	7836,4	7881,4	7896,4	7891,4	7891,4
Свердловская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	43004,5	43207,5	43771,0	44445,0	44995,0	45549,0	46232,0	46871,0	47457,0
	Максимум потребления мощности	МВт	6408	6343	6593	6604	6682	6760	6823	6866	6929
	Установленная мощность электростанций	МВт	10572,0	10591,5	10625,3	10625,3	10665,3	10680,3	10695,3	10695,3	10695,3

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Тюменская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16310,6	16215,0	16220,0	16832,0	16965,0	17101,0	17192,0	17842,0	18233,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2400	2439	2457	2485	2495	2565	2527	2574	2639
	Установленная мощность электростанций	МВт	2266,4	2269,0	2269,0	2269,0	2269,0	2289,0	2289,0	2289,0	2289,0
Ханты-Мансийский автономный округ	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	63608,4	66814,0	67587,0	67700,0	69354,0	70652,0	71513,0	72228,0	73626,0
	Максимум потребления мощности	МВт	8481	8652	9033	9189	9357	9428	9531	9672	9816
	Установленная мощность электростанций	МВт	14192,2	14204,5	14204,5	14204,5	14232,6	14252,6	14272,6	14284,6	14284,6
Ямало-Ненецкий автономный округ	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9989,7	9820,9	10030,0	10456,0	11125,0	11991,0	12618,0	13044,0	13385,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1376	1416	1489	1599	1666	1780	1848	1855	1895
	Установленная мощность электростанций	МВт	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7	1066,7
Удмуртская Республика	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9498,4	9763,5	9653,0	9895,0	9932,0	9987,0	10047,0	10128,0	10318,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1526	1539	1595	1585	1592	1599	1605	1613	1644
	Установленная мощность электростанций	МВт	686,6	576,6	701,5	701,5	701,5	716,5	716,5	716,5	716,5
Челябинская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	36812,8	36680,1	37780,0	38446,0	39462,0	40288,0	40483,0	40873,0	41734,0
	Максимум потребления мощности	МВт	5222	5187	5377	5616	5698	5775	5786	5838	5949
	Установленная мощность электростанций	МВт	5775,9	5627,4	5842,9	5842,9	5842,9	5869,8	5205,8	5122,8	5122,8
Алтайский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10249,2	10277,1	10387,0	10436,0	10540,0	10612,0	10644,0	10692,0	10683,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1706	1831	1793	1812	1821	1825	1828	1831	1835
	Установленная мощность электростанций	МВт	1582,3	1576,3	1576,3	1576,3	1576,3	1586,3	1586,3	1586,3	1586,3
Республика Алтай	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	590,0	626,9	634,0	638,0	668,0	694,0	699,0	705,0	707,0
	Максимум потребления мощности	МВт	114	118	123	129	130	131	132	133	133
	Установленная мощность электростанций	МВт	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Республика Бурятия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	5623,1	5883,4	6383,0	6859,0	7383,0	8415,0	9473,0	9699,0	9745,0
	Максимум потребления мощности	МВт	991	1002	1142	1201	1271	1455	1583	1590	1703
	Установленная мощность электростанций	МВт	1489,8	1523,8	1523,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8	1643,8
Забайкальский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8263,8	8580,8	8765,0	9523,0	10294,0	11672,0	12645,0	12895,0	12908,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1299	1356	1370	1567	1677	1855	1999	2030	2039
	Установленная мощность электростанций	МВт	1643,8	1693,8	1693,8	1753,8	2090,6	2361,7	2532,4	2754,5	2754,5
Иркутская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	59256,2	64352,4	65216,0	71404,0	75017,0	78460,0	80838,0	82227,0	83506,0
	Максимум потребления мощности	МВт	8916	9111	9856	10914	11219	11572	11883	12091	12167
	Установленная мощность электростанций	МВт	13065,8	13090,5	13155,2	13354,8	13354,8	13354,8	13354,8	13354,8	13354,8
Кемеровская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	31799,7	31172,4	31331,0	31651,0	31813,0	32688,0	33645,0	33854,0	34390,0
	Максимум потребления мощности	МВт	4393	4384	4410	4450	4488	4637	4780	4781	4861
	Установленная мощность электростанций	МВт	5512,3	5465,8	5465,8	5465,8	5465,8	5465,8	5480,8	5480,8	5480,8
Красноярский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	47788,6	49291,3	50034,0	51370,0	52966,0	54557,0	55740,0	56617,0	57148,0
	Максимум потребления мощности	МВт	6688	6647	6874	7393	7476	7620	7748	7838	7934
	Установленная мощность электростанций	МВт	15938,0	15948,0	16117,3	16152,3	16314,3	16387,3	16387,3	16387,3	16387,3
Новосибирская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	17094,8	17325,9	17561,0	17730,0	18134,0	18696,0	19449,0	19810,0	19977,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2974	3013	3062	3075	3130	3241	3331	3349	3369
	Установленная мощность электростанций	МВт	3027,6	3027,6	3027,6	3027,6	3027,6	3047,6	3067,6	3067,6	3067,6
Омская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	10976,1	11108,2	11147,0	11473,0	11599,0	11693,0	11728,0	11814,0	12013,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1775	1801	1827	1890	1897	1904	1910	1918	1956
	Установленная мощность электростанций	МВт	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2	1661,2
Томская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8108,2	8270,7	8291,0	8324,0	8368,0	8397,0	8559,0	8612,0	8597,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1296,0	1266	1282	1320	1322	1332	1354	1355	1356
	Установленная мощность электростанций	МВт	1036,4	943,4	944,5	944,5	954,5	954,5	1254,5	1254,5	1254,5
Республика Тыва	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	808,1	836,9	899,0	908,0	1489,0	2023,0	2156,0	2286,0	2289,0
	Максимум потребления мощности	МВт	160	159	179	282	284	309	310	312	314
	Установленная мощность электростанций	МВт	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	18,3	18,3	18,3	18,3

Наименование	Показатель	Единица измерения	Факт		Оценка	Прогноз					
			2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Республика Хакасия	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	16764,1	16933,5	17133,0	17249,0	17333,0	17570,0	17765,0	17832,0	17974,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2134	2219	2221	2247	2252	2287	2321	2323	2348
	Установленная мощность электростанций	МВт	7157,2	7162,2	7167,1	7167,1	7167,1	7172,0	7172,0	7172,0	7172,0
2-я синхронная зона ЕЭС России	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	42853,7	44460,4	46220,0	48554,0	51874,0	57442,0	61930,0	63028,0	63404,0
	Максимум потребления мощности	МВт	7499	7246	7868	8391	8799	9351	9821	9844	9870
	Установленная мощность электростанций	МВт	11266,1	11241,9	11251,9	11341,8	11778,6	12764,4	12435,1	12985,1	12985,1
Амурская область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9601,7	10068,8	10640,0	10906,0	11625,0	13584,0	15249,0	15563,0	15714,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1653	1618	1854	1879	2063	2192	2349	2351	2352
	Установленная мощность электростанций	МВт	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0	4307,0
Приморский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	14066,5	14529,0	14920,0	15441,0	16316,0	17765,0	18930,0	19346,0	19544,0
	Максимум потребления мощности	МВт	2693	2603	2740	2896	3068	3245	3339	3369	3389
	Установленная мощность электростанций	МВт	2759,0	2759,0	2799,0	2829,0	2782,8	3502,8	3139,8	3139,8	3139,8
Хабаровский край	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	9237,2	9453,1	9800,0	10640,0	11864,0	13297,0	14308,0	14300,0	14268,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1668	1681	1717	1971	1991	2199	2366	2333	2334
	Установленная мощность электростанций	МВт	2168,7	2144,5	2138,5	2138,5	2138,5	2138,5	2026,0	2026,0	2026,0
Еврейская автономная область	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	1829,4	1904,4	2000,0	2048,0	2073,0	2214,0	2382,0	2427,0	2421,0
	Максимум потребления мощности	МВт	310	322	335	350	350	373	394	394	394
	Установленная мощность электростанций	МВт	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Республика Саха (Якутия)	Потребление электрической энергии	млн кВт·ч	8118,9	8505,2	8860,0	9519,0	9996,0	10582,0	11061,0	11392,0	11457,0
	Максимум потребления мощности	МВт	1392	1423	1585	1685	1731	1770	1823	1848	1853
	Установленная мощность электростанций	МВт	2031,4	2031,4	2007,4	2067,4	2550,4	2816,2	2962,3	3512,3	3512,3

Примечание – [1)] Максимум потребления мощности зафиксирован в летний период.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Перечень планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России

Приложение № 2
к схеме и программе развития
электроэнергетических систем России
на 2024–2029 годы

Перечень планируемых изменений установленной генерирующей мощности объектов по производству электрической энергии в ЕЭС России на период 2024–2029 годов

МВт

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Архангельская область	ПАО «ТГК-2»	Северодвинская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-90/10	Уголь		30,0						30,0	Приказ Минэнерго России от 12.10.2022 № 1113
			Ввод мощности	ТЭС	7	ПТ-30/40-9.8/1.3	Уголь		30,0						30,0	Замещение выводимого из эксплуатации ТГ-3 согласно Приказу Минэнерго России от 12.10.2022 № 1113
Итого по Архангельской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		30,0						30,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					30,0						30,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		30,0						30,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					30,0						30,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Калининградская область	АО «Калининградская генерирующая компания»	Гусевская ТЭЦ	Ввод мощности	ТЭС	–	ГПА	Газ		6,0						6,0	ИПР АО «Калининградская генерирующая компания»
Итого по Калининградской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		6,0						6,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					6,0						6,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Республика Коми	ПАО «Т Плюс»	Интинская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-6-35/10/1,2	Уголь, мазут		6,0						6,0	Приказ Минэнерго России от 25.11.2022 № 1254
Итого по Республике Коми	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		6,0						6,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					6,0						6,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
г. Санкт-Петербург	ПАО «ТГК-1»	Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	Т-22-90	Газ		22,0						22,0	Приказ Минэнерго России от 20.07.2022 № 685
Итого по г. Санкт-Петербургу	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		22,0						22,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					22,0						22,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Ленинградская область	ПАО «ОГК-2»	Киришская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-50-130/7	Газ, мазут			50,0					50,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС						60,0					60,0	
			Изменение мощности	ТЭС						10,0					10,0	
			До модернизации	ТЭС	4	ПТ-60-130/13	Газ, мазут				60,0				60,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС							65,0				65,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0				5,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Ленинградской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			50,0	60,0				110,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						50,0	60,0				110,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			60,0	65,0				125,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						60,0	65,0				125,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			10,0	5,0				15,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						10,0	5,0				15,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Мурманская область	ПАО «ТГК-1»	ГЭС «Арктика»	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТП GVIE1714)	–				16,5				16,5	ДПМ ВИЭ
	ПАО «ТГК-1»	Верхне-Туломская ГЭС-12	До модернизации	ГЭС	2	ПЛ646-ВМ-420	–		67,0						67,0	КОМ 2024
			После модернизации	ГЭС			–		75,0						75,0	
			Изменение мощности	ГЭС			–		8,0						8,0	
Итого по Мурманской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–				16,5				16,5	
				АЭС												
				ГЭС							16,5				16,5	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		67,0						67,0	
				АЭС												
				ГЭС					67,0						67,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		75,0						75,0	
				АЭС												
				ГЭС					75,0						75,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		8,0						8,0	
				АЭС												
				ГЭС					8,0						8,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Новгородская область	ПАО «ТГК-2»	Новгородская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-50-9,0/1,28	Газ				53,0				53,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							50,0				50,0	
			Изменение мощности	ТЭС							-3,0				-3,0	
			До модернизации	ТЭС	4	ГТЭ-160	Газ				168,0				168,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							160,0				160,0	
			Изменение мощности	ТЭС							-8,0				-8,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Новгородской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				221,0				221,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							221,0				221,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				210,0				210,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							210,0				210,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				-11,0				-11,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							-11,0				-11,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Республика Карелия	ООО «НГБП»	Белопорожская ГЭС-1	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина поворотно–лопастная (код ГТП GVIE0437)	–	24,9								ДПМ ВИЭ
	ООО «НГБП»	Белопорожская ГЭС-2	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина поворотно–лопастная (код ГТП GVIE0436)	–	24,9								ДПМ ВИЭ
	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	МГЭС «Сегозерская ГЭС»	Ввод мощности	ГЭС	1–3	ПР15-ГК-280 (код ГТП GVIE1329)	–		8,1						8,1	ДПМ ВИЭ
Итого по Республике Карелия	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	49,8	8,1						8,1	
				АЭС												
				ГЭС				49,8	8,1						8,1	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
ОЭС Северо-Запада	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		58,0						58,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					58,0						58,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	49,8	44,1		16,5				60,6	
				АЭС												
				ГЭС				49,8	8,1		16,5				24,6	
				ТЭС					36,0						36,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		67,0	50,0	281,0				398,0	
				АЭС												
				ГЭС					67,0						67,0	
				ТЭС						50,0	281,0				331,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		75,0	60,0	275,0				410,0	
				АЭС												
				ГЭС					75,0						75,0	
				ТЭС						60,0	275,0				335,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		8,0	10,0	-6,0				12,0	
				АЭС												
				ГЭС					8,0						8,0	
				ТЭС						10,0	-6,0				4,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Воронежская область	ПАО «Квадра»	Воронежская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Р-14-90/10-17М	Газ				14,0				14,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			До модернизации	ТЭС	8	Р-14-90/10-17М	Газ				14,0				14,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС							30,0				30,0	
			Изменение мощности	ТЭС							16,0				16,0	
Итого по Воронежской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–				14,0				14,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							14,0				14,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				14,0				14,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							14,0				14,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				30,0				30,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							30,0				30,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				16,0				16,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							16,0				16,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Ивановская область	ПАО «Т Плюс»	Ивановская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут	25,0								Приказ Минэнерго России от 16.08.2021 № 723
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут	25,0								Приказ Минэнерго России от 16.08.2021 № 723
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Ивановские ПГУ	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ-325	Газ		325,0						325,0	КОМ 2024

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Ивановской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	50,0								
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				50,0								
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		325,0						325,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					325,0						325,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Костромская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240-1	Газ, мазут					300,0			300,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС								330,0			330,0	
			Изменение мощности	ТЭС								30,0			30,0	
			До модернизации	ТЭС	2	К-300-240-1	Газ, мазут		300,0						300,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС					330,0						330,0	
			Изменение мощности	ТЭС					30,0						30,0	
			До модернизации	ТЭС	3	К-300-240-1	Газ, мазут			300,0					300,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС						330,0					330,0	
			Изменение мощности	ТЭС						30,0					30,0	
			До модернизации	ТЭС	5	К-300-240-1	Газ, мазут				300,0				300,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0	
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0	
			До модернизации	ТЭС	6	К-300-240-1	Газ, мазут				300,0				300,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0	
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
			До модернизации	ТЭС	7	К-300-240-1	Газ, мазут		300,0						300,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС					330,0						330,0	
			Изменение мощности	ТЭС					30,0						30,0	
	ПАО «ТГК-2»	Костромская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	Т-100/120-130-3	Газ, мазут					110,0			110,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС								120,0			120,0	
			Изменение мощности	ТЭС								10,0			10,0	
Итого по Костромской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		600,0	300,0	600,0	410,0			1910,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					600,0	300,0	600,0	410,0			1910,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		660,0	330,0	660,0	450,0			2100,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					660,0	330,0	660,0	450,0			2100,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		60,0	30,0	60,0	40,0			190,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					60,0	30,0	60,0	40,0			190,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Курская область	АО «Концерн Росэнергоатом»	Курская АЭС	Вывод из эксплуатации	АЭС	2	РБМК-1000	Ядерное топливо		1000,0						1000,0	Приказ Минэнерго России от 11.08.2022 № 798
	АО «Концерн Росэнергоатом»	Курская АЭС-2	Ввод мощности	АЭС	1	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо			1200,0					1200,0	Генеральная схема. ИПР АО «Концерн «Росэнергоатом»
			Ввод мощности	АЭС	2	ВВЭР-ТОИ	Ядерное топливо					1200,0			1200,0	Генеральная схема. ИПР АО «Концерн «Росэнергоатом»
Итого по Курской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		1000,0						1000,0	
				АЭС					1000,0						1000,0	
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			1200,0		1200,0			2400,0	
				АЭС						1200,0		1200,0			2400,0	
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Липецкая область	ПАО «НЛМК»	УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0						150,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПТ-150 (SST-600)	Газ		150,0						150,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Липецкой области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		300,0						300,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					300,0						300,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Московская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Каширская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ-450	Газ						448,2		448,2	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ-450	Газ						448,2		448,2	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	ПАО «РусГидро»	Загорская ГАЭС-2	Ввод мощности	ГАЭС	1–4	ГАЭС	–						840,0		840,0	Письмо ПАО «РусГидро» от 26.06.2023 № 4687.113
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-22 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	10	Т-240(250)/290-240-2	Газ, уголь, мазут			240,0					240,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС						250,0					250,0	
			Изменение мощности	ТЭС						10,0					10,0	
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-25-90/10М	Газ, мазут			20,0					20,0	Приказ Минэнерго России от 04.07.2022 № 624
		ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-30-8,8	Газ, мазут			32,0					32,0	Приказ Минэнерго России от 04.07.2022 № 624
		ТЭЦ-17 (Ступинская)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПР-25-90/10М	Газ, мазут			25,0					25,0	
	ООО «АГК-1»	ТЭС Хметьево	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0643)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0	ДПМ ВИЭ
		ТЭС Аксёново	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0644)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0	ДПМ ВИЭ
		ТЭС Заводская	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0645)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0	ДПМ ВИЭ
		ТЭС Свистягино	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КП-77-6.8 (код ГТП GVIE0646)	Твердые бытовые отходы		70,0						70,0	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Московской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			77,0					77,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						77,0					77,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		280,0				1736,4		2016,4	
				АЭС												
				ГЭС												
				ГАЭС									840,0		840,0	
				ТЭС					280,0				896,4		1176,4	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			240,0					240,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						240,0					240,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			250,0					250,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						250,0					250,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			10,0					10,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						10,0					10,0	
				ВЭС												
				СЭС												
г. Москва	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-21 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	6	Т-100-130	Газ, мазут					100,0			100,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								110,0			110,0	
			Изменение мощности	ТЭС								10,0			10,0	
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-23 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	3	Т-100-130	Газ, мазут					100,0			100,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								110,0			110,0	
			Изменение мощности	ТЭС								10,0			10,0	
			До модернизации	ТЭС	4	Т-100-130	Газ, мазут		100,0						100,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС					110,0						110,0	
			Изменение мощности	ТЭС					10,0						10,0	
			До модернизации	ТЭС	7	Т-250/300-240	Газ, мазут					250,0			250,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								259,0			259,0	
			Изменение мощности	ТЭС								9,0			9,0	
	ПАО «Мосэнерго»	ТЭЦ-25 Мосэнерго	До модернизации	ТЭС	3	Т-250/300-240	Газ, мазут					250,0			250,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								259,0			259,0	
			Изменение мощности	ТЭС								9,0			9,0	
			До модернизации	ТЭС	4	Т-250/300-240	Газ				250,0				250,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС							257,0				257,0	
			Изменение мощности	ТЭС							7,0				7,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по г. Москве	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		100,0		250,0	700,0			1050,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					100,0		250,0	700,0			1050,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		110,0		257,0	738,0			1105,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					110,0		257,0	738,0			1105,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		10,0		7,0	38,0			55,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					10,0		7,0	38,0			55,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Смоленская область	ПАО «Квадра»	Смоленская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	Т-100/120-130-2	Газ			105,0					105,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						126,0					126,0	
			Изменение мощности	ТЭС						21,0					21,0	
			До модернизации	ТЭС	3	Т-100/120-130-4	Газ		110,0						110,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					130,0						130,0	
			Изменение мощности	ТЭС					20,0						20,0	
Итого по Смоленской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		110,0	105,0					215,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					110,0	105,0					215,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		130,0	126,0					256,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					130,0	126,0					256,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		20,0	21,0					41,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					20,0	21,0					41,0	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Тамбовская область	АО «ВетроОГК-2»	Озерная ВЭС (Пилотная ВЭС-172)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1976)	–					54,0			54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Озерная ВЭС (Пилотная ВЭС-173)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1977)	–					54,0			54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Озерная ВЭС (Пилотная ВЭС-174)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1978)	–					43,2			43,2	ДПМ ВИЭ
	ПАО «Квадра»	Тамбовская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	8	Т-110/120-130	Газ			110,0					110,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						130,0					130,0	
			Изменение мощности	ТЭС						20,0					20,0	
	ООО «Кристалл»	ТЭЦ ООО «Кристалл»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПР-16-9,4/2,6/04	Газ, дизель	16,0								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПР-16-9,4/2,6/04	Газ, дизель	16,0								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Тамбовской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	32,0				151,2			151,2	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				32,0								
				ВЭС								151,2			151,2	
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			110,0					110,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						110,0					110,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			130,0					130,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						130,0					130,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			20,0					20,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						20,0					20,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Тульская область	ПАО «КВАДРА»	Алексинская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПР-12-90/15/7М	Газ	12,0								Приказ Минэнерго России от 11.03.2022 № 195
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	Т-50-90/1,5	Газ	29,0								Приказ Минэнерго России от 11.03.2022 № 195
Итого по Тульской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	41,0								
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				41,0								
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Ярославская область	ПАО «РусГидро»	Угличская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	К-91-ВБ-900	–				55,0				55,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		ПЛ20-В-900					65,0				65,0	
			Изменение мощности	ГЭС							10,0				10,0	
Итого по Ярославской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				55,0				55,0	
				АЭС												
				ГЭС							55,0				55,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				65,0				65,0	
				АЭС												
				ГЭС							65,0				65,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				10,0				10,0	
				АЭС												
				ГЭС							10,0				10,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
ОЭС Центра	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	91,0	1000,0	77,0	14,0				1091,0	
				АЭС					1000,0						1000,0	
				ГЭС												
				ТЭС				91,0		77,0	14,0				91,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	32,0	905,0	1200,0		1351,2	1736,4		5192,6	
				АЭС						1200,0		1200,0			2400,0	
				ГЭС												
				ГАЭС									840,0		840,0	
				ТЭС				32,0	905,0				896,4		1801,4	
				ВЭС								151,2			151,2	
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		810,0	755,0	919,0	1110,0			3594,0	
				АЭС												
				ГЭС							55,0				55,0	
				ТЭС					810,0	755,0	864,0	1110,0			3539,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		900,0	836,0	1012,0	1188,0			3936,0	
				АЭС												
				ГЭС							65,0				65,0	
				ТЭС					900,0	836,0	947,0	1188,0			3871,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		90,0	81,0	93,0	78,0			342,0	
				АЭС												
				ГЭС							10,0				10,0	
				ТЭС					90,0	81,0	83,0	78,0			332,0	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Самарская область	ПАО «Т Плюс»	Самарская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	4	Т-100/120-130-3	Газ			110,0					110,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						124,9					124,9	
			Изменение мощности	ТЭС						14,9					14,9	
	ООО «Четырнадцатый Ветропарк ФРВ»	Гражданская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–11	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0647)	–		50,1						50,1	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	12–22	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0649)	–		50,1						50,1	ДПМ ВИЭ
	ООО «Девятый Ветропарк ФРВ»	Покровская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	5–15	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0648)	–		50,1						50,1	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	1–4, 16–19	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0652)	–		36,4						36,4	ДПМ ВИЭ
		Ивановская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–11	ВЭУ V126-4,55 (код ГТП GVIE0650)	–		50,1						50,1	ДПМ ВИЭ
	ООО «Уралэнергосбыт»	ГТП GVIE3219	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3219)	–			20,0					20,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3223	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3223)	–					17,6			17,6	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3256	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3256)	–							65,0	65,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3257	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3257)	–							45,0	45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3258	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3258)	–							45,0	45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3259	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3259)	–							45,0	45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3260	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3260)	–							45,0	45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3261	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3261)	–							45,0	45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3262	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3262)	–							45,0	45,0	ДПМ ВИЭ
Итого по Самарской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		236,6	20,0		17,6		335,0	609,2	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС					236,6	20,0		17,6		335,0	609,2	
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			110,0					110,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						110,0					110,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			124,9					124,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						124,9					124,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			14,9					14,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						14,9					14,9	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Саратовская область	ПАО «Т Плюс»	Балаковская ТЭЦ-4	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-50-130/7	Газ, мазут						50,0		50,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-50-130/7	Газ, мазут						50,0		50,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	ПАО «Т Плюс»	Саратовская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	11, 12	ПГУ-115	Газ						115,0		115,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	ООО «Десятый Ветропарк ФРВ»	Красноармейская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–8	V126-4,55 (код ГТП GVIE1024)	–			37,8					37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	9–16	V126-4,55 (код ГТП GVIE1022)	–			37,8					37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	V126-4,55 (код ГТП GVIE1021)	–			37,8					37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	25–32	V126-4,55 (код ГТП GVIE1023)	–			37,8					37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	33–40	V126-4,55 (код ГТП GVIE1047)	–			38,7					38,7	ДПМ ВИЭ
	ООО «Уралэнергосбыт»	ГТП GVIE3222	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3222)	–				17,0				17,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	ГТП GVIE2882	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2882)	–			72,0					72,0	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Саратовская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	ПЛ15/661-В-1030	–			60,0					60,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0	
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0	
			До модернизации	ГЭС	2	ПЛ15/661-В-1030	–			60,0					60,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0	
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0	
			До модернизации	ГЭС	7	ПЛ20/661-В-1030	–			60,0					60,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0	
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0	
			До модернизации	ГЭС	11	ПЛ20/661-В-1030	–				60,0				60,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		TKV00					66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС							6,0				6,0	
			До модернизации	ГЭС	12	ПЛ20/661-В-1030	–				60,0				60,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		TKV00					66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС							6,0				6,0	
			До модернизации	ГЭС	15	ПЛ20/661-В-1030	–			60,0					60,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		TKV00				66,0					66,0	
			Изменение мощности	ГЭС						6,0					6,0	
			До модернизации	ГЭС	16	ПЛ20/661-В-1030	–				60,0				60,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		TKV00					66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС							6,0				6,0	
			До модернизации	ГЭС	17	ПЛ20/661-В-1030	–				60,0				60,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		TKV00					66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС							6,0				6,0	
			До модернизации	ГЭС	18	ПЛ20/661-В-1030	–				60,0				60,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		TKV00					66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС							6,0				6,0	
			До модернизации	ГЭС	19	ПЛ15/661-В-1030	–				60,0				60,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		TKV00					66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС							6,0				6,0	
			До модернизации	ГЭС	20	ПЛ15/661-В-1030	–				60,0				60,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		TKV00					66,0				66,0	
			Изменение мощности	ГЭС							6,0				6,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Саратовской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–						100,0		100,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС									100,0		100,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			261,9	17,0		115,0		393,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС									115,0		115,0	
				ВЭС						189,9	17,0				206,9	
				СЭС						72,0					72,0	
			До модернизации	Всего	–	–	–			240,0	420,0				660,0	
				АЭС												
				ГЭС						240,0	420,0				660,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			264,0	462,0				726,0	
				АЭС												
				ГЭС						264,0	462,0				726,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			24,0	42,0				66,0	
				АЭС												
				ГЭС						24,0	42,0				66,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Нижегородская область	ПАО «РусГидро»	Нижегородская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	–		65,0						65,0	КОМ 2024
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900			72,5						72,5	
			Изменение мощности	ГЭС			–		7,5						7,5	
			До модернизации	ГЭС	3	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900							65,0		65,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900							72,5		72,5	
			Изменение мощности	ГЭС									7,5		7,5	
			До модернизации	ГЭС	4	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	–			65,0					65,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900				72,5					72,5	
			Изменение мощности	ГЭС						7,5					7,5	
			До модернизации	ГЭС	5	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	–					65,0			65,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900						72,5			72,5	
			Изменение мощности	ГЭС								7,5			7,5	
			До модернизации	ГЭС	6	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	–							65,0	65,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900								72,5	72,5	
			Изменение мощности	ГЭС										7,5	7,5	
			До модернизации	ГЭС	7[1)]	Поворотно-лопастная осевая К(ПЛ) 510-ВБ-900	–				65,0				65,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 20-ВБ-900					72,5				72,5	
			Изменение мощности	ГЭС							7,5				7,5	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Нижегородской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	390,0	
				АЭС												
				ГЭС					65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	390,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	435,0	
				АЭС												
				ГЭС					72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	72,5	435,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	45,0	
				АЭС												
				ГЭС					7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	45,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Республика Татарстан	АО «Татэнерго»	Заинская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	К-200-130	Газ, мазут		200,0						200,0	Приказ Минэнерго России от 30.03.2023 № 203
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	К-200-130	Газ, мазут		200,0						200,0	Приказ Минэнерго России от 30.03.2023 № 203
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	11	К-200-130	Газ, мазут		200,0						200,0	Приказ Минэнерго России от 30.03.2023 № 203
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	12	К-204,9-130	Газ, мазут		204,9						204,9	Приказ Минэнерго России от 30.03.2023 № 203
			Ввод мощности	ТЭС	19, 20	ПГУ-850[2)]	Газ				850,0				850,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
	ООО «Нижнекамская ТЭЦ»	Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-2)	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут			135,0					135,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			Ввод мощности	ТЭС	1	ГТЭ-155	Газ			155,0					155,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
	АО «ТГК-16»	Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)	До модернизации	ТЭС	3	Р-100-130/15	Газ, мазут				100,0				100,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС							102,0				102,0	
			Изменение мощности	ТЭС							2,0				2,0	
	ООО «АГК-2»	ТЭС ЗТО ТКО[3)]	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ КП-55-6.8 (Код ГТП GVIE0653)	Твердые бытовые отходы		55,0						55,0	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
	ООО «Уралэнергосбыт»	ГТП GVIE3230	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3230)	–						45,0		45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3231	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3231)	–						55,0		55,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3232	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3232)	–						69,0		69,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3233	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3233)	–						45,0		45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3234	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3234)	–						45,0		45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3235	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3235)	–						45,0		45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE3236	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3236)	–						45,0		45,0	ДПМ ВИЭ
Итого по Республике Татарстан	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		804,9	135,0					939,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					804,9	135,0					939,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		55,0	155,0	850,0		349,0		1409,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					55,0	155,0	850,0				1060,0	
				ВЭС									349,0		349,0	
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				100,0				100,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							100,0				100,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				102,0				102,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							102,0				102,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				2,0				2,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							2,0				2,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Ульяновская область	ПАО «Т Плюс»	Ульяновская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	2	Т-175/210-130-2	Газ, мазут				175,0				175,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0				185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							10,0				10,0	
Итого по Ульяновской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				175,0				175,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							175,0				175,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				185,0				185,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							185,0				185,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				10,0				10,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							10,0				10,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Чувашская Республика – Чувашия	ПАО «Т Плюс»	Новочебоксарская ТЭЦ-3	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-50/60-130/13	Газ, мазут				50,0				50,0	Приказ Минэнерго России от 30.09.2022 № 1049

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Чувашской Республике – Чувашия	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–				50,0				50,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							50,0				50,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
ОЭС Средней Волги	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		804,9	135,0	50,0		100,0		1089,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					804,9	135,0	50,0		100,0		1089,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		291,6	436,9	867,0	17,6	464,0	335,0	2412,1	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					55,0	155,0	850,0		115,0		1175,0	
				ВЭС					236,6	209,9	17,0	17,6	349,0	335,0	1165,1	
				СЭС						72,0					72,0	
			До модернизации	Всего	–	–	–		65,0	415,0	760,0	65,0	65,0	65,0	1435,0	
				АЭС												
				ГЭС					65,0	305,0	485,0	65,0	65,0	65,0	1050,0	
				ТЭС						110,0	275,0				385,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		72,5	461,4	821,5	72,5	72,5	72,5	1572,9	
				АЭС												
				ГЭС					72,5	336,5	534,5	72,5	72,5	72,5	1161,0	
				ТЭС						124,9	287,0				411,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		7,5	46,4	61,5	7,5	7,5	7,5	137,9	
				АЭС												
				ГЭС					7,5	31,5	49,5	7,5	7,5	7,5	111,0	
				ТЭС						14,9	12,0				26,9	
				ВЭС												
				СЭС												
Астраханская область	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	ГТП GVIE2695	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2695)	–						45,0		45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2700	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2700)	–						22,5		22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2701	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2701)	–						22,5		22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2696	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2696)	–						36,0		36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2702	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2702)	–						22,5		22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2714	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2714)	–							22,5	22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2715	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2715)	–							22,5	22,5	ДПМ ВИЭ
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	ГТП GVIE2716	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2716)	–							22,5	22,5	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Богдинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1872)	–		60,0						60,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2885	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2885)	–				50,0				50,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2886	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2886)	–				50,0				50,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2892	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2892)	–				50,0				50,0	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
		ГТП GVIE2912	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2912)	–					60,0			60,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2913	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2913)	–					60,0			60,0	ДПМ ВИЭ
Итого по Астраханской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		60,0		150,0	120,0	148,5	67,5	546,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС									148,5	67,5	216,0	
				СЭС					60,0		150,0	120,0			330,0	
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Волгоградская область	ООО «Шестой Ветропарк ФРВ»	Ольховская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	25–32	V126-4,55 (код ГТП GVIE1025)	–			38,7					38,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	41–48	V126-4,55 (код ГТП GVIE1039)	–			38,7					38,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	49–56	V126-4,55 (код ГТП GVIE1015)	–			37,8					37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	57–64	V126-4,55 (код ГТП GVIE1016)	–			37,8					37,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	33–40	V126-4,55 (код ГТП GVIE1038)	–			38,7					38,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	V126-4,55 (код ГТП GVIE1035)	–			38,7					38,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	5–12	V126-4,55 (код ГТП GVIE1042)	–			38,7					38,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	1–4, 13–16	V126-4,55 (код ГТП GVIE1046)	–			38,7					38,7	ДПМ ВИЭ
	ООО «Восьмой Ветропарк ФРВ»	Новоалексеевская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–4	V126-4.2 (код ГТП GVIE0651)	–		16,8						16,8	ДПМ ВИЭ
	ООО «Двенадцатый Ветропарк ФРВ»	ГТП GVIE2635	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2635)	–					40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2636	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2636)	–					40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2634	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2634)	–					40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2670	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2670)	–					45,0			45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2675	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2675)	–					22,5			22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2676	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2676)	–					22,5			22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2677	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2677)	–					22,5			22,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2704	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2704)	–							40,5	40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2705	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2705)	–							40,5	40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2709	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2709)	–							45,0	45,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2710	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2710)	–							36,0	36,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Шестнадцатый Ветропарк ФРВ»	ГТП GVIE2633	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2633)	–					40,5			40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2671	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2671)	–					36,0			36,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2655	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2655)	–						40,5		40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2656	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2656)	–						40,5		40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2653	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2653)	–						40,5		40,5	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
		ГТП GVIE2654	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2654)	–						40,5		40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2706	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2706)	–							40,5	40,5	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2703	Ввод мощности	ВЭС	–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE2703)	–							40,5	40,5	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Волжская ГЭС	До модернизации	ГЭС	7	ПЛ 587-ВБ-930	–				115,0				115,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		ПЛ 30/877-В-930	–				125,5				125,5	
			Изменение мощности	ГЭС			–				10,5				10,5	
Итого по Волгоградской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		16,8	307,8		310,5	162,0	243,0	1040,1	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС					16,8	307,8		310,5	162,0	243,0	1040,1	
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				115,0				115,0	
				АЭС												
				ГЭС							115,0				115,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				125,5				125,5	
				АЭС												
				ГЭС							125,5				125,5	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				10,5				10,5	
				АЭС												
				ГЭС							10,5				10,5	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Краснодарский край	ООО «ВО «Технопромэкспорт»	Ударная ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ГТ, ПТ К-85-8,0	Газ	225,0								Постановление Правительства РФ от 10.02.2021 № 146
			Ввод мощности	ТЭС	2	ГТ, ПТ К-85-8,0	Газ	225,0								
			Ввод мощности	ТЭС	3	ГТЭ-110М	Газ	110,0								
	ООО «ЛУКОЙЛ-Кубаньэнерго»	Краснодарская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	7	Т-145/160-130	Газ, мазут		145,0						145,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС					150,0						150,0	
			Изменение мощности	ТЭС					5,0						5,0	
			До модернизации	ТЭС	8	Т-145/160-130	Газ, мазут		145,0						145,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					150,0						150,0	
			Изменение мощности	ТЭС					5,0						5,0	
	ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	ГТУ ТЭС ООО «РН-Туапсинский НПЗ»	Ввод мощности	ТЭС	1	ПТ-12-39/13	Газ	12,0								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	4	ГТУ GST-800	Газ	47,0								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	5	ГТУ GST-800	Газ	47,0								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	6	ГТУ GST-800	Газ	47,0								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Краснодарскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	713,0								
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				713,0								
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		290,0						290,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					290,0						290,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		300,0						300,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					300,0						300,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		10,0						10,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					10,0						10,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Республика Дагестан	ООО «Новая энергия»	Зодиак СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Волна (код ГТП GVIE1477)	–			25,9					25,9	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Зодиак (код ГТП GVIE1479)	–			25,9					25,9	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Горизонт (код ГТП GVIE1582)	–			25,9					25,9	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Тарлан (код ГТП GVIE2550)	–			22,2					22,2	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Ногайская СЭС (Чолпан СЭС)	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1912)	–			60,0					60,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-134)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1936)	–			54,0					54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-135)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1937)	–			54,0					54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. I Этап (Пилотная ВЭС-136)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1939)	–			47,1					47,1	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-152)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1964)	–				54,0				54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-153)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1966)	–				54,0				54,0	ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Новолакская ВЭС. II Этап (Пилотная ВЭС-154)	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1955)	–				46,5				46,5	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Могохская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1, 2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2757)	–							49,8	49,8	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Чирюртская ГЭС-1	До модернизации	ГЭС	1	ПЛ-642-ВБ-370	–						36,0		36,0	Производственная программа ПАО «РусГидро» (с учетом наличия мероприятий в ИПР и результатов КОМ)
			После модернизации	ГЭС									40,0		40,0	
			Изменение мощности	ГЭС									4,0		4,0	
			До модернизации	ГЭС	2	ПЛ-642-ВБ-370	–					36,0			36,0	Производственная программа ПАО «РусГидро» (с учетом наличия мероприятий в ИПР и результатов КОМ)
			После модернизации	ГЭС								40,0			40,0	
			Изменение мощности	ГЭС								4,0			4,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
	ПАО «РусГидро»	Чиркейская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	РО-230-989-В-450	–					250,0			250,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450						275,0			275,0	
			Изменение мощности	ГЭС								25,0			25,0	
			До модернизации	ГЭС	2	РО-230-989-В-450	–				250,0				250,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450					275,0				275,0	
			Изменение мощности	ГЭС							25,0				25,0	
			До модернизации	ГЭС	3	РО-230-989-В-450	–			250,0					250,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450				275,0					275,0	
			Изменение мощности	ГЭС						25,0					25,0	
			До модернизации	ГЭС	4	РО-230-989-В-450	–				250,0				250,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		РО 230-450					275,0				275,0	
			Изменение мощности	ГЭС							25,0				25,0	
Итого по Республике Дагестан	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			315,0	154,5			49,8	519,3	
				АЭС												
				ГЭС										49,8	49,8	
				ТЭС												
				ВЭС						155,1	154,5				309,5	
				СЭС						159,9					159,9	
			До модернизации	Всего	–	–	–			250,0	500,0	286,0	36,0		1072,0	
				АЭС												
				ГЭС						250,0	500,0	286,0	36,0		1072,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			275,0	550,0	315,0	40,0		1180,0	
				АЭС												
				ГЭС						275,0	550,0	315,0	40,0		1180,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			25,0	50,0	29,0	4,0		108,0	
				АЭС												
				ГЭС						25,0	50,0	29,0	4,0		108,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Кабардино-Балкарская Республика	ПАО «РусГидро»	Верхнебаксанская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	–						5,8		5,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	–						5,8		5,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ГЭС	3	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	–						5,8		5,8	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ГЭС	4	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2758)	–						5,8		5,8	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Черекская ГЭС (Псыгансу)	Ввод мощности	ГЭС	1–3	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТП GVIE1691)	–			23,4					23,4	ДПМ ВИЭ
Итого по Кабардино-Балкарской Республике	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			23,4			23,2		46,6	
				АЭС												
				ГЭС						23,4			23,2		46,6	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Республика Калмыкия	ООО «Юнигрин Пауэр»	Красинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1891)	–		60,0						60,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Лаганская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1903)	–			60,0					60,0	ДПМ ВИЭ
Итого по Республике Калмыкия	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		60,0	60,0					120,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС					60,0	60,0					120,0	
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Республика Крым	АО «КРЫМТЭЦ»	Камыш-Бурунская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут		12,0						12,0	Приказ Минэнерго России от 13.12.2022 № 1315
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПР-6-35/10/5	Газ, мазут	6,0								Приказ Минэнерго России от 25.06.2021 № 497
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-12-35/10м	Газ, мазут		12,0						12,0	Приказ Минэнерго России от 13.12.2022 № 1315
	АО «КРЫМТЭЦ»	Сакская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	Т-6-35/16	Газ	6,0								Приказ Минэнерго России от 01.07.2021 № 529
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	АР-6-6	Газ	6,0								Приказ Минэнерго России от 01.07.2021 № 529
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ДЖ-59Л3	Газ	15,4								Приказ Минэнерго России от 01.07.2021 № 529
Итого по Республике Крым	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	33,4	24,0						24,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				33,4	24,0						24,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Республика Северная Осетия – Алания	ПАО «РусГидро»	Эзминская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	РО-15-ВМ-160	–			15,0					15,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		РО310-В-160				20,0					20,0	
			Изменение мощности	ГЭС						5,0					5,0	
			До модернизации	ГЭС	2	РО-15-ВМ-160	–			15,0					15,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		РО310-В-160				20,0					20,0	
			Изменение мощности	ГЭС						5,0					5,0	
			До модернизации	ГЭС	3	РО-15-ВМ-160	–			15,0					15,0	КОМ 2025
			После модернизации	ГЭС		РО310-В-160				20,0					20,0	
			Изменение мощности	ГЭС						5,0					5,0	
	ПАО «РусГидро»	Дзауджикауская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	РО-123-ВБ-140	–				3,0				3,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		РО 45/820-В-46					3,2				3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,2				0,2	
			До модернизации	ГЭС	2	The James Leffel Built BY	–					2,5			2,5	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		РО 45/820-В-46						3,2			3,2	
			Изменение мощности	ГЭС								0,7			0,7	
			До модернизации	ГЭС	3	The James Leffel Built BY	–						2,5		2,5	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		РО 45/820-В-46							3,2		3,2	
			Изменение мощности	ГЭС									0,7		0,7	
	ПАО «РусГидро»	Гизельдонская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	П-461-ГИ	–				7,6				7,6	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС							8,8				8,8	
			Изменение мощности	ГЭС							1,2				1,2	
			До модернизации	ГЭС	2	П-461-ГИ	–				7,6				7,6	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС							8,8				8,8	
			Изменение мощности	ГЭС							1,2				1,2	
			До модернизации	ГЭС	3	П-461-ГИ	–				7,6				7,6	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС							8,8				8,8	
			Изменение мощности	ГЭС							1,2				1,2	
Итого по Республике Северная Осетия – Алания	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			45,0	25,8	2,5	2,5		75,8	
				АЭС												
				ГЭС						45,0	25,8	2,5	2,5		75,8	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			60,0	29,6	3,2	3,2		96,0	
				АЭС												
				ГЭС						60,0	29,6	3,2	3,2		96,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			15,0	3,8	0,7	0,7		20,2	
				АЭС												
				ГЭС						15,0	3,8	0,7	0,7		20,2	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
	ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	К-270(300)-240-2	Уголь, газ						270,0		270,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	К-270(300)-240-2	Уголь, газ						270,0		270,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ-324	Газ						324,0		324,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Ростовская область			Ввод мощности	ТЭС	–	ПГУ-170	Газ						165,0		165,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
	АО «ВетроОГК-2»	Вербная ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1389)	–			20,0					20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1393)	–			20,0					20,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1395)	–			15,0					15,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1396)	–			22,5					22,5	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1448)	–			40,0					40,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1449)	–			40,0					40,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»	Цимлянская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	ПЛ-495-ВБ-660	–				50,0				50,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС			–				52,5				52,5	
			Изменение мощности	ГЭС			–				2,5				2,5	
Итого по Ростовской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–						540,0		540,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС									540,0		540,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			157,5			489,0		646,5	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС									489,0		489,0	
				ВЭС						157,5					157,5	
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				50,0				50,0	
				АЭС												
				ГЭС							50,0				50,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				52,5				52,5	
				АЭС												
				ГЭС							52,5				52,5	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				2,5				2,5	
				АЭС												
				ГЭС							2,5				2,5	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Ставропольский край	ООО «ЭнергоМИН»	Просянская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	РО140-Г-105 (код ГТП GVIE0985)	–	7,0								ДПМ ВИЭ
	АО «ВетроОГК-2»	Труновская ВЭС	Ввод мощности	ВЭС	1–8	ВЭУ (код ГТП GVIE0541)	–	20,0								ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	9–16	ВЭУ (код ГТП GVIE0554)	–	20,0								ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	17–24	ВЭУ (код ГТП GVIE0542)	–	20,0								ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ВЭС	25–38	ВЭУ (код ГТП GVIE1450)	–	35,0								ДПМ ВИЭ
	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	ВЭС Чистополь	Ввод мощности	ВЭС	–	ВЭУ (код ГТП GVIE1336)	–			71,3					71,3	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Сенгилеевская ГЭС	До модернизации	ГЭС	1	РО45/3123-В-140	–			4,5					4,5	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС						6,0					6,0	
			Изменение мощности	ГЭС						1,5					1,5	
			До модернизации	ГЭС	3	РО45/3123-В-140	–			4,5					4,5	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС						6,0					6,0	
			Изменение мощности	ГЭС						1,5					1,5	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
	ПАО «РусГидро»	Кубанская ГАЭС	До модернизации	ГЭС	1	63НТВ-30	–				2,7				2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2				3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5				0,5	
			До модернизации	ГЭС	2	63НТВ-30	–				2,7				2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2				3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5				0,5	
			До модернизации	ГЭС	3	63НТВ-30	–				2,7				2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2				3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5				0,5	
			До модернизации	ГЭС	4	63НТВ-30	–				2,7				2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2				3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5				0,5	
			До модернизации	ГЭС	5	63НТВ-30	–				2,7				2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2				3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5				0,5	
			До модернизации	ГЭС	6	63НТВ-30	–				2,7				2,7	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		СТ-200-2000					3,2				3,2	
			Изменение мощности	ГЭС							0,5				0,5	
Итого по Ставропольскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	102,0		71,3					71,3	
				АЭС												
				ГЭС				7,0								
				ТЭС												
				ВЭС				95,0		71,3					71,3	
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			9,0	15,9				24,9	
				АЭС												
				ГЭС						9,0	15,9				24,9	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			12,0	18,9				30,9	
				АЭС												
				ГЭС						12,0	18,9				30,9	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			3,0	3,0				6,0	
				АЭС												
				ГЭС						3,0	3,0				6,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Чеченская Республика	ПАО «РусГидро»	Башенная МГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1–2	Гидротурбина вертикальная поворотно-лопастная (код ГТП GVIE1772)	–			10,0					10,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Курчалоевская СЭС (Предгорная СЭС)	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2511)	–			25,0					25,0	ДПМ ВИЭ
	ПАО «РусГидро»	Нихалойская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	1	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)	–						11,5		11,5	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	ГЭС	2	Гидротурбина радиально-осевая (код ГТП GVIE2759)	–						11,5		11,5	ДПМ ВИЭ
Итого по Чеченской Республике	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			35,0			23,0		58,0	
				АЭС												
				ГЭС						10,0			23,0		33,0	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС						25,0					25,0	
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
ОЭС Юга	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	33,4	24,0				540,0		564,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				33,4	24,0				540,0		564,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	815,0	136,8	970,0	304,5	430,5	845,7	360,3	3047,7	
				АЭС												
				ГЭС				7,0		33,4			46,2	49,8	129,4	
				ТЭС				713,0					489,0		489,0	
				ВЭС				95,0	16,8	691,6	154,5	310,5	310,5	310,5	1794,4	
				СЭС					120,0	244,9	150,0	120,0			634,9	
			До модернизации	Всего	–	–	–		290,0	304,0	706,7	288,5	38,5		1627,7	
				АЭС												
				ГЭС						304,0	706,7	288,5	38,5		1337,7	
				ТЭС					290,0						290,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		300,0	347,0	776,5	318,2	43,2		1784,9	
				АЭС												
				ГЭС						347,0	776,5	318,2	43,2		1484,9	
				ТЭС					300,0						300,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		10,0	43,0	69,8	29,7	4,7		157,2	
				АЭС												
				ГЭС						43,0	69,8	29,7	4,7		147,2	
				ТЭС					10,0						10,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Оренбургская область	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Ириклинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	Газ, мазут					300,0			300,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС								330,0			330,0	
			Изменение мощности	ТЭС								30,0			30,0	
			До модернизации	ТЭС	3	К-300-240	Газ, мазут				300,0				300,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС							330,0				330,0	
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0	
			До модернизации	ТЭС	4	К-300-240	Газ, мазут		300,0						300,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС					330,0						330,0	
			Изменение мощности	ТЭС					30,0						30,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Оренбургской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		300,0		300,0	300,0			900,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					300,0		300,0	300,0			900,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		330,0		330,0	330,0			990,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					330,0		330,0	330,0			990,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		30,0		30,0	30,0			90,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					30,0		30,0	30,0			90,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Пермский край	ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-14	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Газ, мазут						60,0		60,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	Т-50-130	Газ, мазут						50,0		50,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Ввод мощности	ТЭС	-	ПГУ-105	Газ						105,0		105,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
	ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-9	Ввод мощности	ТЭС	9	Тп-124-12,8-NG	Газ, мазут	124,9								Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 №1713-р
	ПАО «РусГидро»	Воткинская ГЭС	До модернизации	ГЭС	2	ПЛ-661-ВБ-930	–		110,0						110,0	КОМ 2024
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930			115,0						115,0	
			Изменение мощности	ГЭС					5,0						5,0	
			До модернизации	ГЭС	6	ПЛ 661-ВБ-930	–				100,0				100,0	КОМ 2026
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930					115,0				115,0	
			Изменение мощности	ГЭС							15,0				15,0	
			До модернизации	ГЭС	9	ПЛ 661-ВБ-930	–					100,0			100,0	ИПР ПАО «РусГидро»
			После модернизации	ГЭС		ПЛ30/5059-В-930						115,0			115,0	
			Изменение мощности	ГЭС								15,0			15,0	
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Пермская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-820-240-5	Газ	820,0								Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС				850,0								
			Изменение мощности	ТЭС				30,0								
			До модернизации	ТЭС	2	К-820-240-5	Газ				820,0				820,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							850,0				850,0	
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Пермскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–						110,0		110,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС									110,0		110,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	124,9					105,0		105,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				124,9					105,0		105,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–	820,0	110,0		920,0	100,0			1130,0	
				АЭС												
				ГЭС					110,0		100,0	100,0			310,0	
				ТЭС				820,0			820,0				820,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–	850,0	115,0		965,0	115,0			1195,0	
				АЭС												
				ГЭС					115,0		115,0	115,0			345,0	
				ТЭС				850,0			850,0				850,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	30,0	5,0		45,0	15,0			65,0	
				АЭС												
				ГЭС					5,0		15,0	15,0			35,0	
				ТЭС				30,0			30,0				30,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Свердловская область	АО «Кузбассэнерго»	Рефтинская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-300-240	Уголь				300,0				300,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							315,0				315,0	
			Изменение мощности	ТЭС							15,0				15,0	
			До модернизации	ТЭС	4	К-300-240-2	Уголь					300,0			300,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								315,0			315,0	
			Изменение мощности	ТЭС								15,0			15,0	
	ПАО «ЭЛ5-Энерго»	Среднеуральская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	6	Т-100-130	Газ			100,0					100,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						120,0					120,0	
			Изменение мощности	ТЭС						20,0					20,0	
			До модернизации	ТЭС	7	Т-100-130	Газ			100,0					100,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						120,0					120,0	
			Изменение мощности	ТЭС						20,0					20,0	
	ООО «Синергия»	ТЭЦ Синергия	Ввод мощности	ТЭС	–	ПТУ-20	Газ	19,9								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Свердловской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	19,9								
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				19,9								
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			200,0	300,0	300,0			800,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						200,0	300,0	300,0			800,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			240,0	315,0	315,0			870,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						240,0	315,0	315,0			870,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			40,0	15,0	15,0			70,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						40,0	15,0	15,0			70,0	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Республика Башкортостан	ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»	Ново-Салаватская ТЭЦ[4)]	Ввод мощности	ТЭС	1	Р-50	Газ		50,0						50,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
	ООО «БГК»	Кармановская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	1	К-315-240-3М	Газ, мазут			315,2					315,2	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС						330,0					330,0	
			Изменение мощности	ТЭС						14,8					14,8	
			До модернизации	ТЭС	2	К-300-240-1	Газ, мазут					300,0			300,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС								330,0			330,0	
			Изменение мощности	ТЭС								30,0			30,0	
	ООО «БГК»	Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	9	Т-100-130	Газ				100,0				100,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС							118,0				118,0	
			Изменение мощности	ТЭС							18,0				18,0	
	ООО «БГК»	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	3	ПТ-135/165-130/15	Газ, мазут					135,0			135,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС								139,9			139,9	
			Изменение мощности	ТЭС								4,9			4,9	
	ООО «РемЭнергоМонтаж»	Установка по выработке пара ООО «РемЭнергоМонтаж»	Ввод мощности	ТЭС	–	HNG 32/32	Газ	18,4								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	ООО «БГК»	Уфимская ТЭЦ-4	До модернизации	ТЭС	9	Р-45-130/13	Газ, мазут					45,0			45,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС								49,9			49,9	
			Изменение мощности	ТЭС								4,9			4,9	
Итого по Республике Башкортостан	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	18,4	50,0						50,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				18,4	50,0						50,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			315,2	100,0	480,0			895,2	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						315,2	100,0	480,0			895,2	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			330,0	118,0	519,8			967,8	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						330,0	118,0	519,8			967,8	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			14,8	18,0	39,8			72,6	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						14,8	18,0	39,8			72,6	
				ВЭС												
				СЭС												
Удмуртская Республика	ПАО «Т Плюс»	Ижевская ТЭЦ-2[5)]	До модернизации	ТЭС	3	Т-110/120-130-3	Газ, уголь, мазут				110,0				110,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							125,0				125,0	
			Изменение мощности	ТЭС							15,0				15,0	
			Ввод мощности	ТЭС	4	Тп-124-12,8-NG	Газ, уголь, мазут	124,9								Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
Итого по Удмуртской Республике	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	124,9								
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				124,9								
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				110,0				110,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							110,0				110,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				125,0				125,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							125,0				125,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				15,0				15,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							15,0				15,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Тюменская область	ПАО «Фортум»	Тюменская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	1	Т-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0				180,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0				185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0				5,0	
			До модернизации	ТЭС	2	Т-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0				180,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0				185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0				5,0	
			До модернизации	ТЭС	3	Т-180/210-130-1	Газ, мазут				180,0				180,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0				185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0				5,0	
			До модернизации	ТЭС	4	К-215-130-1	Газ, мазут				215,0				215,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							220,0				220,0	
			Изменение мощности	ТЭС							5,0				5,0	
Итого по Тюменской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				755,0				755,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							755,0				755,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				775,0				775,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							775,0				775,0	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				20,0				20,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							20,0				20,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Ханты-Мансийский автономный округ	ПАО «ОГК-2»	Сургутская ГРЭС-1	До модернизации	ТЭС	12	Т-178/210-130	Газ						178,0		178,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС									190,0		190,0	
			Изменение мощности	ТЭС									12,0		12,0	
			До модернизации	ТЭС	13	К-210-130-3	Газ			215,0					215,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						190,0					190,0	
			Изменение мощности	ТЭС						-25,0					-25,0	
	ПАО «Юнипро»	Сургутская ГРЭС-2	До модернизации	ТЭС	2	К-810-240-5	Газ				810,0				810,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							830,0				830,0	
			Изменение мощности	ТЭС							20,0				20,0	
			До модернизации	ТЭС	3	К-810-240-5	Газ					810,0			810,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								830,0			830,0	
			Изменение мощности	ТЭС								20,0			20,0	
			До модернизации	ТЭС	4	К-810-240-5	Газ			810,0					810,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС						830,0					830,0	
			Изменение мощности	ТЭС						20,0					20,0	
			До модернизации	ТЭС	6	К-810-240-5	Газ			810,0					810,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р, Постановление Правительства РФ от 20.05.2022 № 912
			После модернизации	ТЭС						830,0					830,0	
			Изменение мощности	ТЭС						20,0					20,0	
			До модернизации	ТЭС	7	ПГУ - 400	Газ			396,9					396,9	КОМ 2025
			После модернизации	ТЭС						410,0					410,0	
			Изменение мощности	ТЭС						13,1					13,1	
Итого по Ханты-Мансийскому автономному округу	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			2231,9	810,0	810,0	178,0		4029,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						2231,9	810,0	810,0	178,0		4029,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			2260,0	830,0	830,0	190,0		4110,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						2260,0	830,0	830,0	190,0		4110,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			28,1	20,0	20,0	12,0		80,1	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						28,1	20,0	20,0	12,0		80,1	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Челябинская область	ПАО «Фортум»	Челябинская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Р-25-29/1,2	Газ	25,0								Приказ Минэнерго России от 24.12.2021 № 1460
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	Р-25-29/1,2	Газ	25,0								Приказ Минэнерго России от 24.12.2021 № 1460
			Ввод мощности	ТЭС	12	ТР-25/32-3,4/0,9	Газ				26,9				26,9	КОМ 2026
	ООО «Каширская ГРЭС»	Южноуральская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	ПТ-83/100-90/9	Уголь, газ						83,0		83,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	К-100-90	Уголь, газ					100,0			100,0	Приказ Минэнерго России от 06.04.2023 № 222
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Т-82/100-90/2,5	Уголь, газ					82,0			82,0	Приказ Минэнерго России от 06.04.2023 № 222
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	Т-82/100-90/2,5	Уголь, газ					82,0			82,0	Приказ Минэнерго России от 06.04.2023 № 222
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	К-200-130-1	Газ, мазут					200,0			200,0	Приказ Минэнерго России от 06.04.2023 № 222
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	10	К-200-130-1	Газ, мазут					200,0			200,0	Приказ Минэнерго России от 06.04.2023 № 222
	АО «Карабашмедь»	ГПЭС Карабаш-3	Ввод мощности	ТЭС	1–4	ГТУ	Газ	17,2								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	АО «КМЭЗ»	ГПЭС Кыштым-2	Ввод мощности	ТЭС	1–4	ГТУ	Газ	17,2								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Челябинской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	50,0				664,0	83,0		747,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				50,0				664,0	83,0		747,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	34,4			26,9				26,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				34,4			26,9				26,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
ОЭС Урала	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	50,0				664,0	193,0		857,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				50,0				664,0	193,0		857,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	322,5	50,0		26,9		105,0		181,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				322,5	50,0		26,9		105,0		181,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–	820,0	410,0	2747,1	3295,0	1990,0	178,0		8620,1	
				АЭС												
				ГЭС					110,0		100,0	100,0			310,0	
				ТЭС				820,0	300,0	2747,1	3195,0	1890,0	178,0		8310,1	
				ВЭС												
			До модернизации	СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–	850,0	445,0	2830,0	3458,0	2109,8	190,0		9032,8	
				АЭС												
				ГЭС					115,0		115,0	115,0			345,0	
				ТЭС				850,0	330,0	2830,0	3343,0	1994,8	190,0		8687,8	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	30,0	35,0	82,9	163,0	119,8	12,0		412,7	
				АЭС												
				ГЭС					5,0		15,0	15,0			35,0	
				ТЭС				30,0	30,0	82,9	148,0	104,8	12,0		377,7	
				ВЭС												
				СЭС												
Алтайский край	ООО «Сибирская генерирующая компания»	Барнаульская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	2	Т-175/210-130	Газ, мазут, уголь				175,0				175,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							185,0				185,0	
			Изменение мощности	ТЭС							10,0				10,0	
Итого по Алтайскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				175,0				175,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							175,0				175,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				185,0				185,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							185,0				185,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				10,0				10,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							10,0				10,0	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Забайкальский край	ООО «Юнигрин Пауэр»	Борзинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1860)	–		60,0						60,0	ДПМ ВИЭ
		Абагайтуйская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1875)	–			60,0					60,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1876)	–			60,0					60,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2878	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2878)	–			50,0					50,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2879	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2879)	–			50,0					50,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2877	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2877)	–			50,0					50,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2880	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2880)	–				50,0				50,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2889	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2889)	–					50,0			50,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2888	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2888)	–					50,0			50,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2900	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2900)	–						67,0		67,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2901	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2901)	–						67,0		67,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Солар Ритейл»	Луговая СЭС	Ввод мощности	СЭС	1	ФЭСМ Хандама (код ГТП GVIE2335)	–				8,7				8,7	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	2	ФЭСМ Аверина (код ГТП GVIE2341)	–				25,5				25,5	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	3	ФЭСМ Шахтерская (код ГТП GVIE2590)	–				51,0				51,0	ДПМ ВИЭ
			Ввод мощности	СЭС	4	ФЭСМ Ивашки (код ГТП GVIE2593)	–				51,0				51,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2818	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2818)	–			36,8					36,8	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2822	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2822)	–			30,0					30,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2823	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2823)	–				25,0				25,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2838	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2838)	–				20,0				20,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2827	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2827)	–				40,0				40,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2824	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2824)	–					50,0			50,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2817	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2817)	–					20,6			20,6	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2819	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2819)	–						40,0		40,0	ДПМ ВИЭ
		ГТП GVIE2825	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2825)	–						30,0		30,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Солар Ульяновск»	ГТП GVIE2809	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE2809)	–						18,1		18,1	ДПМ ВИЭ

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Забайкальскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		60,0	336,8	271,2	170,6	222,1		1060,7	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС					60,0	336,8	271,2	170,6	222,1		1060,7	
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Иркутская область	ООО «Иркутская нефтяная компания»	Западная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ГТА УРАЛ - 6000 №1	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ГТА УРАЛ - 6000 №2	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	3	ГТА УРАЛ - 6000 №3	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	4	ГТА УРАЛ - 6000 №4	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	6	САТУРН ГТА-6РМ №6	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	7	САТУРН ГТА-6РМ №7	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	9	МОТОР СИЧ №9	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	10	МОТОР СИЧ №10	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	11	ЭГЭС-12С №11	Газ		12,0						12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	12	ЭГЭС-12С №12	Газ		12,0						12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	ООО «Иркутская нефтяная компания»	Центральная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ЭГЭС-12С - 12000 №1	Газ		12,0						12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ЭГЭС-12С - 12000 №2	Газ		12,0						12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	3	ЭГЭС-12С - 12000 №3	Газ		12,0						12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	4	ЭГЭС-12С - 12000 №4	Газ		12,0						12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	5	ЭГЭС-12С - 12000 №5	Газ		12,0						12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	6	ЭГЭС-12С - 12000 №6	Газ		12,0						12,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
	ООО «Иркутская нефтяная компания»	Ичёдинская ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	ПАЭС-2500 №1	Газ		2,5						2,5	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПАЭС-2500 №2	Газ		2,5						2,5	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	3	ПАЭС-2500 №3	Газ		2,5						2,5	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	4	ПАЭС-2500 №4	Газ		2,5						2,5	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	5	САТУРН ГТА-6РМ №5	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	6	САТУРН ГТА-6РМ №6	Газ		6,0						6,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	7	ГТЭА Taurus 60 №7	Газ		5,4						5,4	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	8	ГТЭА Taurus 60 №8	Газ		5,4						5,4	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	ООО «Евросибэнерго-Гидрогенерация»	Иркутская ГЭС	До модернизации	ГЭС	8	ПЛ577-ВБ-720	–		82,8						82,8	КОМ 2024
			После модернизации	ГЭС		Пр 32-В-720			105,7						105,7	
			Изменение мощности	ГЭС					22,9						22,9	
	АО «Группа «ИЛИМ»	ТЭС Филиала АО «Группа «ИЛИМ» г. Усть-Илимск	Ввод мощности	ТЭС	–	ТГ	Черный щелок	35,0								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Иркутской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	35,0	176,7						176,7	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				35,0	176,7						176,7	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–		82,8						82,8	
				АЭС												
				ГЭС					82,8						82,8	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		105,7						105,7	
				АЭС												
				ГЭС					105,7						105,7	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		22,9						22,9	
				АЭС												
				ГЭС					22,9						22,9	
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
Кемеровская область – Кузбасс	АО «Кузбассэнерго»	Беловская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	2	К-215-130-1	Уголь					200,0			200,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								215,0			215,0	
			Изменение мощности	ТЭС								15,0			15,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Кемеровской области – Кузбассу	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–					200,0			200,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС								200,0			200,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–					215,0			215,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС								215,0			215,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–					15,0			15,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС								15,0			15,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Красноярский край	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-25-90/10	Уголь		25,0						25,0	Приказ Минэнерго России от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ПТ-25-90/10	Уголь		25,0						25,0	Приказ Минэнерго России от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	ПТ-25-90/10	Уголь		25,0						25,0	Приказ Минэнерго России от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-25-90/10	Уголь		25,0						25,0	Приказ Минэнерго России от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	ПТ-60-90/13	Уголь		60,0						60,0	Приказ Минэнерго России от 04.07.2022 № 621
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	ПТ-60-90/13	Уголь		60,0						60,0	Приказ Минэнерго России от 04.07.2022 № 621
			Ввод мощности	ТЭС	15	ПТ-35-90	Уголь		35,0						35,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			Ввод мощности	ТЭС	16	ПТ-35-90	Уголь		35,0						35,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Красноярская ТЭЦ-3	Ввод мощности	ТЭС	2	Т-185-130	Уголь		185,0						185,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
	АО «Красноярская ТЭЦ-1»	Красноярская ТЭЦ-1	До модернизации	ТЭС	11	Р-57-130/15	Уголь				57,0				57,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							100,0				100,0	
			Изменение мощности	ТЭС							43,0				43,0	
			До модернизации	ТЭС	12	Р-57-130/15	Уголь				57,0				57,0	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							87,0				87,0	
			Изменение мощности	ТЭС							30,0				30,0	
	ООО «РН-Ванкор»	Полярная ГТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1	PG6111(FA)	Газ	84,7								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
			Ввод мощности	ТЭС	2	PG6111(FA)	Газ	84,7								ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
	ООО «Тайга Богучаны»	Электростанция ООО «Тайга Богучаны»	Ввод мощности	ТЭС	1	П-162-96/28/15/6	Черный щелок			162,0					162,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Красноярскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		220,0						220,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					220,0						220,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	169,4	255,0	162,0					417,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				169,4	255,0	162,0					417,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				114,0				114,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							114,0				114,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				187,0				187,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							187,0				187,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				73,0				73,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							73,0				73,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Новосибирская область	АО «СИБЭКО»	Новосибирская ТЭЦ-3	До модернизации	ТЭС	11	Т-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь					100,0			100,0	Распоряжение Правительства РФ от 01.07.2021 № 1793-р
			После модернизации	ТЭС								120,0			120,0	
			Изменение мощности	ТЭС								20,0			20,0	
			До модернизации	ТЭС	13	Т-100/120-130 ПРЗ-1	Уголь				100,0				100,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							120,0				120,0	
			Изменение мощности	ТЭС							20,0				20,0	
Итого по Новосибирской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				100,0	100,0			200,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							100,0	100,0			200,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				120,0	120,0			240,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							120,0	120,0			240,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				20,0	20,0			40,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							20,0	20,0			40,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Республика Бурятия	ООО «Юнигрин Пауэр»	Джидинская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1862)	–		50,0						50,0	ДПМ ВИЭ
	ООО «Юнигрин Пауэр»	Новобичурская СЭС	Ввод мощности	СЭС	–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE1863)	–		50,0						50,0	ДПМ ВИЭ
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Гусиноозерская ГРЭС	До модернизации	ТЭС	2	К-210-130-3	Уголь		190,0						190,0	Распоряжение Правительства РФ от 02.08.2019 № 1713-р
			После модернизации	ТЭС					210,0						210,0	
			Изменение мощности	ТЭС					20,0						20,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Республике Бурятия	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		100,0						100,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС					100,0						100,0	
			До модернизации	Всего	–	–	–		190,0						190,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					190,0						190,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		210,0						210,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					210,0						210,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		20,0						20,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					20,0						20,0	
				ВЭС												
				СЭС												#ССЫЛКА!
Республика Тыва	АО «Кызылская ТЭЦ»	Кызылская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	2	К-2,5-35	Уголь				2,5				2,5	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							3,13				3,1	
			Изменение мощности	ТЭС							0,6				0,6	
			До модернизации	ТЭС	3	К-2,5-35	Уголь				2,5				2,5	КОМ 2026
			После модернизации	ТЭС							3,1				3,1	
			Изменение мощности	ТЭС							0,6				0,6	
Итого по Республике Тыва	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				5,0				5,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							5,0				5,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				6,3				6,3	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							6,3				6,3	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				1,3				1,3	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							1,3				1,3	
				ВЭС												
				СЭС												
Республика Хакасия	АО «Енисейская ТГК (ТГК-13)»	Абаканская ТЭЦ	До модернизации	ТЭС	1	ПТ-60-130/13	Мазут, уголь				60,0				60,0	Распоряжение Правительства РФ от 06.02.2021 № 265-р
			После модернизации	ТЭС							64,9				64,9	
			Изменение мощности	ТЭС							4,9				4,9	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по Республике Хакасия	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–				60,0				60,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							60,0				60,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–				64,9				64,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							64,9				64,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–				4,9				4,9	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС							4,9				4,9	
				ВЭС												
				СЭС												
Томская область	АО «СХК»	Опытно-демонстрационный энергоблок г. Северск	Ввод мощности	АЭС	1	БРЕСТ-ОД-300	Ядерное топливо					300,0			300,0	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года в ред. распоряжения Правительства РФ от 30.12.2022 № 4384-р
	АО «РИР»	ТЭЦ СХК	До модернизации	ТЭС	1	ВТ-25-4	Уголь, газ			25,0					25,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС		ПР-30/35/8,8/1,0				30,0					30,0	
			Изменение мощности	ТЭС						5,0					5,0	
			До модернизации	ТЭС	2	ВПТ-25-3	Уголь, газ			25,0					25,0	Распоряжение Правительства РФ от 07.02.2020 № 232-р
			После модернизации	ТЭС		ПР-30/35/8,8/1,0	Уголь, газ			30,0					30,0	
			Изменение мощности	ТЭС						5,0					5,0	
Итого по Томской области	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–					300,0			300,0	
				АЭС								300,0			300,0	
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–			50,0					50,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						50,0					50,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–			60,0					60,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						60,0					60,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–			10,0					10,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						10,0					10,0	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
ОЭС Сибири	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		220,0						220,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					220,0						220,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	204,4	591,7	498,8	271,2	470,6	222,1		2054,4	
				АЭС								300,0			300,0	
				ГЭС												
				ТЭС				204,4	431,7	162,0					593,7	
				ВЭС												
				СЭС					160,0	336,8	271,2	170,6	222,1		1160,7	
			До модернизации	Всего	–	–	–		272,8	50,0	454,0	300,0			1076,8	
				АЭС												
				ГЭС					82,8						82,8	
				ТЭС					190,0	50,0	454,0	300,0			994,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–		315,7	60,0	563,2	335,0			1273,9	
				АЭС												
				ГЭС					105,7						105,7	
				ТЭС					210,0	60,0	563,2	335,0			1168,2	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–		42,9	10,0	109,2	35,0			197,1	
				АЭС												
				ГЭС					22,9						22,9	
				ТЭС					20,0	10,0	109,2	35,0			174,2	
				ВЭС												
				СЭС												
Итого по 1-й синхронной зоне	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	174,4	2106,9	212,0	64,0	664,0	833,0		3879,9	
				АЭС					1000,0						1000,0	
				ГЭС												
				ТЭС				174,4	1106,9	212,0	64,0	664,0	833,0		2879,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	1423,7	2019,2	3105,6	1486,1	2269,9	3373,2	695,3	12949,3	
				АЭС						1200,0		1500,0			2700,0	
				ГЭС				56,8	8,1	33,4	16,5		46,2	49,8	154,0	
				ГАЭС									840,0		840,0	
				ТЭС				1271,9	1477,7	317,0	876,9		1605,4		4277,0	
				ВЭС				95,0	253,4	901,5	171,5	479,3	659,5	645,5	3110,7	
				СЭС					280,0	653,7	421,2	290,6	222,1		1867,6	
			До модернизации	Всего	–	–	–	820,0	1914,8	4321,1	6415,7	3753,5	281,5	65,0	16751,6	
				АЭС												
				ГЭС					324,8	609,0	1346,7	453,5	103,5	65,0	2902,5	
				ТЭС				820,0	1590,0	3712,1	5069,0	3300,0	178,0		13849,1	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–	850,0	2108,2	4594,4	6906,2	4023,5	305,7	72,5	18010,5	
				АЭС												
				ГЭС					368,2	683,5	1491,0	505,7	115,7	72,5	3236,6	
				ТЭС				850,0	1740,0	3910,9	5415,2	3517,8	190,0		14773,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	30,0	193,4	273,3	490,5	270,0	24,2	7,5	1258,9	
				АЭС												
				ГЭС					43,4	74,5	144,3	52,2	12,2	7,5	334,1	
				ТЭС				30,0	150,0	198,8	346,2	217,8	12,0		924,8	
				ВЭС												
				СЭС												
	АО «ДГК»	Артемовская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут				100,0				100,0	Приказ Минэнерго России от 09.08.2022 № 778
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	КТ-115-8,8-2	Уголь, мазут				100,0				100,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1 (под ввод Артемовской ТЭЦ-2)
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	К-100-90-6	Уголь				100,0				100,0	Приказ Минэнерго России от 09.08.2022 № 778
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	К-100-90-6	Уголь				100,0				100,0	Приказ Минэнерго России от 09.08.2022 № 778

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Приморский край	ПАО «РусГидро»	Партизанская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	К-140-12,8	Уголь, мазут				140,0				140,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1
			Ввод мощности	ТЭС	5	К-140-12,8	Уголь, мазут				140,0				140,0	
	ПАО «РусГидро»	Артемовская ТЭЦ-2	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ				220,0				220,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ				220,0				220,0	
	ПАО «РусГидро»	Владивостокская ТЭЦ-2	До модернизации	ТЭС	1	Р-80-115	Газ, уголь	80,0								Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1
			После модернизации	ТЭС				120,0								
			Изменение мощности	ТЭС				40,0								
			До модернизации	ТЭС	2	Т-98-115	Газ, уголь					98,0			98,0	
			После модернизации	ТЭС								120,0			120,0	
			Изменение мощности	ТЭС								22,0			22,0	
			До модернизации	ТЭС	3	Т-105-115	Газ, уголь					105,0			105,0	
			После модернизации	ТЭС								120,0			120,0	
			Изменение мощности	ТЭС								15,0			15,0	
	АО «ДВЭУК – ГенерацияСети»	Мини–ТЭЦ «Центральная»	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ГТУ KAWASAKI GPB70D	Газ			6,6					6,6	Исчерпание нормативного ресурса
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ГТУ KAWASAKI GPB70D	Газ			6,6					6,6	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ГТУ KAWASAKI GPB70D	Газ			6,6					6,6	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ГТУ KAWASAKI GPB70D	Газ			6,6					6,6	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	ГТУ KAWASAKI GPB70D	Газ			6,6					6,6	
	АО «ДВЭУК – ГенерацияСети»	Мини–ТЭЦ «Океанариум»	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ГТУ KAWASAKI GPB70D	Газ			6,6					6,6	Исчерпание нормативного ресурса
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ГТУ KAWASAKI GPB70D	Газ			6,6					6,6	
	АО «НЗМУ»	Шепаловская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–4	ГТУ	Газ		30,0						30,0	ТУ на ТП, покрытие прогнозного потребления
Итого по Приморскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–			46,2	400,0				446,2	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС						46,2	400,0				446,2	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		30,0		720,0				750,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					30,0		720,0				750,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–	80,0				203,0			203,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				80,0				203,0			203,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–	120,0				240,0			240,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				120,0				240,0			240,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	40,0				37,0			37,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				40,0				37,0			37,0	
				ВЭС												
				СЭС												
		Комсомольская ТЭЦ-2	Вывод из эксплуатации	ТЭС	5	Т-27,5-90	Газ, мазут					27,5			27,5	Приказ Минэнерго России от 20.07.2022 № 686
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-60-90/13	Газ, мазут					60,0			60,0	

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Хабаровский край	АО «ДГК»	Хабаровская ТЭЦ-1	Вывод из эксплуатации	ТЭС	1	ПР-25/30-90	Уголь (газ)/мазут					25,0			25,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1 (под ввод Хабаровской ТЭЦ-4)
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ПТ-25/30-90	Уголь (газ)/мазут					30,0			30,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПР-25/30-90	Уголь (газ)/мазут					25,0			25,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	6	ПТ-50-90	Уголь (газ)/мазут					50,0			50,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	Т-100-130	Уголь (газ)/мазут					100,0			100,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	Т-100-130	Уголь (газ)/мазут					100,0			100,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	9	Т-100/120-130	Уголь (газ)/мазут					105,0			105,0	
		Майская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	АК-6	Уголь	6,0								Приказ Минэнерго России от 11.08.2023 № 630
	ПАО «РусГидро»	Хабаровская ТЭЦ-4	Ввод мощности	ТЭС	1	ПГУ	Газ					205,0			205,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1
			Ввод мощности	ТЭС	2	ПГУ	Газ					205,0			205,0	
Итого по Хабаровскому краю	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	6,0				522,5			522,5	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				6,0				522,5			522,5	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–					410,0			410,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС								410,0			410,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
	АО «ДГК»	Чульманская ТЭЦ	Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ПТ-12-35	Уголь		12,0						12,0	Приказ Минэнерго России от 27.02.2023 № 103
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	ПТ-12-35/10М	Уголь				12,0				12,0	Приказ Минэнерго России от 10.02.2023 № 68
	ПАО «Якутскэнерго»	Якутская ГРЭС	Вывод из эксплуатации	ТЭС	2	ГТЭ-45-3	Газ, дизель					41,4			41,4	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1 (под ввод Якутской ГРЭС-2 (2-я очередь))
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	3	ГТЭ-45-3	Газ, дизель					41,1			41,1	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	4	ГТЭ-45-3	Газ, дизель					43,0			43,0	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	7	ГТ-35-770	Газ, дизель					22,3			22,3	
			Вывод из эксплуатации	ТЭС	8	ГТ-35-770	Газ, дизель				22,2				22,2	
	ПАО «РусГидро»	Нерюнгринская ГРЭС	Ввод мощности	ТЭС	4	К-225-12,8	Уголь			225,0					225,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1
			Ввод мощности	ТЭС	5	К-225-12,8	Уголь			225,0					225,0	
	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Новоленская ТЭС	Ввод мощности	ТЭС	1–2	ПСУ	Газ						550,0		550,0	Распоряжение Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Республика Саха (Якутия)	ПАО «РусГидро»	Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ)	Ввод мощности	ТЭС	5	ПСУ	Газ				80,0				80,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1
			Ввод мощности	ТЭС	6	ПСУ	Газ					80,0			80,0	
	ООО «Газпром энергохолдинг»	ТЭС «Чульман»	Ввод мощности	ТЭС	1–2	ГТ	Газ				220,0				220,0	Распоряжение Правительства РФ от 30.09.2018 № 2101-р, Протокол заседания Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики от 27.04.2023 № 1
			Ввод мощности	ТЭС	3	ПТУ	Газ					110,0			110,0	
	АО «Вилюйская ГЭС-3»	Светлинская ГЭС	Ввод мощности	ГЭС	4	ГА	–					104,0			104,0	ИПР АО «Вилюйская ГЭС-3»
	ООО «Якутская генерирующая компания»	ГПЭС Вилюйск	Ввод мощности	ТЭС	–	ГПУ	Газ			33,0					33,0	ИПР ООО «Якутская генерирующая компания»
Итого по Республике Саха (Якутия)	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–		12,0		34,2	147,9			194,1	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС					12,0		34,2	147,9			194,1	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–			483,0	300,0	294,0	550,0		1627,0	
				АЭС												
				ГЭС								104,0			104,0	
				ТЭС						483,0	300,0	190,0	550,0		1523,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–									
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС												
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
ОЭС Востока	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	6,0	12,0	46,2	434,2	670,4			1162,8	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				6,0	12,0	46,2	434,2	670,4			1162,8	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		30,0	483,0	1020,0	704,0	550,0		2787,0	
				АЭС												
				ГЭС								104,0			104,0	
				ТЭС					30,0	483,0	1020,0	600,0	550,0		2683,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–	80,0				203,0			203,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				80,0				203,0			203,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–	120,0				240,0			240,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				120,0				240,0			240,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	40,0				37,0			37,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				40,0				37,0			37,0	
				ВЭС												
				СЭС												
Итого по 2-й синхронной зоне	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	6,0	12,0	46,2	434,2	670,4			1162,8	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				6,0	12,0	46,2	434,2	670,4			1162,8	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–		30,0	483,0	1020,0	704,0	550,0		2787,0	
				АЭС												
				ГЭС								104,0			104,0	
				ТЭС					30,0	483,0	1020,0	600,0	550,0		2683,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			До модернизации	Всего	–	–	–	80,0				203,0			203,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				80,0				203,0			203,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–	120,0				240,0			240,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				120,0				240,0			240,0	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	40,0				37,0			37,0	
				АЭС												
				ГЭС												
				ТЭС				40,0				37,0			37,0	
				ВЭС												
				СЭС												

Субъект РФ	Генерирующая компания	Электростанция	Вид мероприятия	Тип электростанции	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	2023 год (ожидается, справочно)	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2024–2029 годы	Документ-основание
Итого по ЕЭС России	–	–	Вывод из эксплуатации	Всего	–	–	–	180,4	2118,9	258,2	498,2	1334,4	833,0		5042,7	
				АЭС					1000,0						1000,0	
				ГЭС												
				ТЭС				180,4	1118,9	258,2	498,2	1334,4	833,0		4042,7	
				ВЭС												
				СЭС												
			Ввод мощности	Всего	–	–	–	1423,7	2049,2	3588,6	2506,1	2973,9	3923,2	695,3	15736,3	
				АЭС						1200,0		1500,0			2700,0	
				ГЭС				56,8	8,1	33,4	16,5	104,0	46,2	49,8	258,0	
				ГАЭС									840,0		840,0	
				ТЭС				1271,9	1507,7	800,0	1896,90	600,0	2155,4		6960,0	
				ВЭС				95,0	253,4	901,5	171,5	479,3	659,5	645,5	3110,7	
				СЭС					280,0	653,7	421,2	290,6	222,1		1867,6	
			До модернизации	Всего	–	–	–	900,0	1914,8	4321,1	6415,7	3956,5	281,5	65,0	16954,6	
				АЭС												
				ГЭС					324,8	609,0	1346,7	453,5	103,5	65,0	2902,5	
				ТЭС				900,0	1590,0	3712,1	5069,0	3503,0	178,0		14052,1	
				ВЭС												
				СЭС												
			После модернизации	Всего	–	–	–	970,0	2108,2	4594,4	6906,2	4263,5	305,7	72,5	18250,5	
				АЭС												
				ГЭС					368,2	683,5	1491,0	505,7	115,7	72,5	3236,6	
				ТЭС				970,0	1740,0	3910,9	5415,2	3757,8	190,0		15013,9	
				ВЭС												
				СЭС												
			Изменение мощности	Всего	–	–	–	70,0	193,4	273,3	490,5	307,0	24,2	7,5	1295,9	
				АЭС												
				ГЭС					43,4	74,5	144,3	52,2	12,2	7,5	334,1	
				ТЭС				70,0	150,0	198,8	346,2	254,8	12,0		961,8	
				ВЭС												
				СЭС												

Примечания

1 [1)] Выполнение мероприятий по модернизации ГА-7 на Нижегородской ГЭС 31.12.2026. Участие в балансах мощности и электрической энергии с 2027 года.

2 [2)] Год ввода в эксплуатацию и характеристики нового генерирующего оборудования на Заинской ГРЭС могут быть уточнены.

3 [3)] Год ввода в эксплуатацию и характеристики нового генерирующего оборудования могут быть уточнены.

4 [4)] Ввод в эксплуатацию ТГ-1 (Р-50) на Ново-Салаватской ТЭЦ в 2024 году согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 02.08.2019 № 1713-р. ТГ-1 (ПТ-50-130/15) выведен из эксплуатации 29.09.2022.

5 [5)] Ввод в эксплуатацию ТГ-4 на Ижевской ТЭЦ-2 в 2023 году согласно распоряжению Правительства Российской Федерации от 02.08.2019 № 1713-р. ТГ-4 (Т-110/120-130-4) выведен из эксплуатации 01.01.2023.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежности функционирования ЕЭС России в 2024–2029 годы

Таблица В.1 – ОЭС Северо-Запада

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	330 кВ																													
1	Подключение ВЛ 330 кВ Мончегорск – Выходной (Л-406) в собственные ячейки на ПС 330 кВ Мончегорск и ПС 330 кВ Выходной с образованием второй цепи 330 кВ	Мурманской области	2023	1×4,2 км	4,2																					4,2	0	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	220 кВ																													
2	Реконструкция ПС 220 кВ Древлянка с разделением несекционированной системы шин 220 кВ	Республики Карелия	2023	х		х																				0	х	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Таблица В.2 – ОЭС Центра

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	500 кВ																													
1	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой одного ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	г. Москвы и Московской области	2024	1×180 Мвар						180																0	0	180	ПАО «Россети»	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
2	Реконструкция ПС 500 кВ Очаково с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	г. Москвы и Московской области	2027	1×180 Мвар															180							0	0	180	ПАО «Россети»	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
3	Реконструкция ПС 500 кВ Бескудниково с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Белый Раст – Бескудниково и КВЛ 500 кВ Трубино – Бескудниково	г. Москвы и Московской области	2027	2×180 Мвар															360							0	0	360	ПАО «Россети»	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
4	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная	г. Москвы и Московской области	2024	1×180 Мвар						180																0	0	180	ПАО «Россети»	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
		г. Москвы и Московской области	2027	1×180 Мвар															180							0	0	180		
	330 кВ																													
5	Строительство ПП 330 кВ Мирный (Суджа) с заходами ЛЭП 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная и перезаводом ВЛ 330 кВ на ПС 330 кВ Белгород	Курская области	2028	х																х						х	0	0	ПАО «Россети»	Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 22.02.2023 № НШ-57пр
6	Строительство участка ВЛ 330 кВ от ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Сумы Северная до ПС 330 кВ Белгород с образованием ВЛ 330 кВ Курская АЭС - Белгород ориентировочной протяженностью 145 км	Белгородской области, Курской области	2023	1×145 км	145																					145	0	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	220 кВ																													
7	Строительство ПС 220/110 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2025	2×200 МВА								400														0	400	0	ПАО «Россети Московский регион»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб "Сколково», ОАО «РЖД»
8	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220/110 кВ ориентировочной протяженностью 1 км каждый			2×1 км							2															2	0	0		

Таблица В.3 – ОЭС Юга

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	500 кВ																													
1	Установка на ПС 500 кВ Тихорецк третьей автотрансформаторной группы 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 167 МВА каждый)	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	3×167 МВА		501																				0	501	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 500 кВ Тихорецк с подключением автотрансформаторов АТ-2 330/220/6 кВ мощностью 240 МВА, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА к КРУЭ 220 кВ с вводом в работу КРУЭ 220 кВ по проектной схеме	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	х		х																				0	х	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Строительство ВЛ 500 кВ Тамань - Тихорецк ориентировочной протяженностью 340 км	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	340 км	340																					340	0	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	330 кВ																													
4	Реконструкция ПС 330 кВ Армавир в части разделения автотрансформаторов АТ-1 330/115/10,5, АТ-2 330/115/10,5 с установкой одной дополнительной ячейки 110 кВ для подключения автотрансформатора АТ-2, подключением автотрансформатора АТ-1 к 1 СШ 330 кВ, автотрансформатора АТ-2 ко 2 СШ 330 кВ и переподключением автотрансформатора АТ-5 330/115/10,5 по стороне 330 кВ в полуторную цепочку 330 кВ совместно с ВЛ 330 кВ Ставропольская ГРЭС – Армавир I цепь или ВЛ 330 кВ Невинномысская ГРЭС – Армавир с установкой нового выключателя 330 кВ	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	х		х																				0	х	0	ПАО «Россети»	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
5	Строительство ПС 330 кВ Нахимовская с одним автотрансформатором 330/110 кВ мощностью 200 МВА	Республики Крым и г. Севастополя	2023	1×200 МВА		200																				0	200	0	АО «Крымэнерго»	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	Строительство заходов КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Западно-Крымская на ПС 330 кВ Нахимовская ориентировочной протяженностью 6,9 км каждый			2×6,9 км	13,8																					13,8	0	0	ПАО «Россети»	
	220 кВ																													
6	Строительство ПС 220 кВ Елизаветинская (Новая) с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	1×125 МВА		125																				0	125	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство КВЛ 220 кВ Яблоновская – Елизаветинская (Новая) ориентировочной протяженностью 21 км	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	1×21 км	21																					21	0	0		
8	Реконструкция ПС 220 кВ Марьяновка с заменой трансформаторов Т-2 220/35/10 кВ и Т-4 220/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на один трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Крым и г. Севастополя	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
9	Реконструкция ПС 220 кВ Феодосийская с заменой трансформатора Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Крым и г. Севастополя	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

Таблица В.4 – ОЭС Средней Волги

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	220 кВ																													
1	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Саратовская ГЭС – Кубра с отпайкой на ПС Возрождение ориентировочной протяженностью 5,3 км каждый	Саратовской области	2024	2×5,3 км				10,6																		10,6	0	0	ПАО «Россети»	Повышение надежности работы ВЛ, подверженных гололедообразованию

Таблица В.5 – ОЭС Урала

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	500 кВ																													
1	Строительство ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая ориентировочной протяженностью 600 км	Курганской области (ОЭС Урала), Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала), Омской области (ОЭС Сибири)	2028	600 км																600						600	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
2	Реконструкция Воткинской ГЭС с установкой двух фазоповоротных трансформаторов 220 кВ мощностью 501 МВА каждый	Пермского края	2025	2×501 МВА								1002														0	1002	0	ПАО «РусГидро»	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
	220 кВ																													
3	Строительство ВЛ 220 кВ Арсенал – Исконная ориентировочной протяженностью 191 км	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	191 км				191																		191	0	0	ПАО «Россети»	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

Таблица В.6 – ОЭС Сибири

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	500 кВ																													
1	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая ориентировочной протяженностью 770 км	Республики Алтай и Алтайского края, Омской области, Новосибирской области	2028	1×770 км																770						770	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
	Реконструкция ПС 500 кВ Таврическая с установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая и ВЛ 500 кВ Курган – Таврическая	Омской области	2028	4×180 Мвар																		720				0	0	720		
	Реконструкция ПС 1150 кВ Алтай с установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый для ВЛ 500 кВ Алтай – Таврическая	Республики Алтай и Алтайского края	2028	4×180 Мвар																		720				0	0	720		
2	Реконструкция ПС 220 кВ Чара со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара - Тында (Магистральная)	Забайкальского края	2029	3×167+167 МВА 180+60 Мвар																				501	180	0	501	180	ПАО «Россети»	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Строительство ВЛ 500 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	Забайкальского края, Республики Бурятия	2029	1×239 км																			239			239	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
4	Строительство ВЛ 500 кВ Чара - Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 570 км	Забайкальского края, Амурской области (ОЭС Востока)	2029	1×570 км																			570			570	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
	220 кВ																													
5	Строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км	Забайкальского края, Республики Бурятия	2028	1×239 км																239						239	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
6	Строительство ВЛ 220 кВ Маккавеево – Чита ориентировочной протяженностью 118,2 км	Забайкальского края	2024	1×118,2 км				118,20																		118,2	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
7	Реконструкция ПС 220 кВ Киренга с установкой одного трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	Иркутской области	2023	1×25 МВА		25																				0	25	0	АО «ИЭСК»	1. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
8	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т-1 220/10/6 кВ и Т-2 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	Новосибирской области	2024	2×63 МВА					126																	0	126	0	АО «Электромагистраль»	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
9	Реконструкция Назаровской ГРЭС с присоединением автотрансформаторов 2АТ-А 220/110/18 кВ и 2АТ-Б 220/110/18 кВ к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели	Красноярского края и Республики Тыва	2023	x		x																				0	x	0	АО «Назаровская ГРЭС»	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение выдачи мощности Назаровской ГРЭС

Таблица В.7 – ОЭС Востока

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	500 кВ																													
1	Строительство ПП 500 кВ Агорта с заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, заходами ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 2, строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия ориентировочной протяженностью 280 км, установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	Амурской области	2024	1×280 км 2×180 Мвар				280		360																280	0	360	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 31.05.2023 № 356. 3. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 4. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 5. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия», АО «Полюс Алдан»)
	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар		2024	3×167 + 167 МВА 1×180 + 60 Мвар					501	180																0	501	180	ПАО «Россети»	
2	Реконструкция ПС 220 кВ Тында (Магистральная) со строительством РУ 500 кВ и установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Чара – Тында (Магистральная)	Амурской области	2029	3×167 + 167 МВА 1×180 + 60 Мвар																			501	180	0	501	180	ПАО «Россети»	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
	Строительство ВЛ 500 кВ Даурия – Тында (Магистральная) ориентировочной протяженностью 157 км		2029	1×157 км																			157		157	0	0	ПАО «Россети»	
	Строительство ВЛ 500 кВ Тында (Магистральная) – Чара ориентировочной протяженностью 570 км	Забайкальского края (ОЭС Сибири), Амурской области (ОЭС Востока)	2029	1×570 км																			570		570	0	0	ПАО «Россети»	
3	Строительство ПС 500 кВ Варяг с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	Приморского края	2023	3×167 + 167 МВА 1×180 + 60 Мвар		501	180																			0	501	180	ПАО «Россети»	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Строй ДВ», ООО «Дальнегорский ГОК», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Трансформация», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»)
	Строительство ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Варяг ориентировочной протяженностью 475,2 км	Приморского края	2023	1×475,2 км	475,2																				475,2	0	0	ПАО «Россети»	
	Реконструкция РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	Приморского края	2023	1×180 Мвар			180																		0	0	180	ПАО «Россети»	
	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Владивосток – Лозовая на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 2 км каждый	Приморского края	2023	2×2 км	4																				4	0	0	ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	220 кВ																													
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Береговая-2 на ПС 500 кВ Варяг ориентировочной протяженностью 10 км каждый	Приморского края	2023	2×10 км	20																					20	0	0	ПАО «Россети»	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»), ООО «Строй ДВ», ООО «Дальнегорский ГОК», ООО «ДНС СИТИ», ООО «Трансформация», АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»)
5	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сковородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2 км каждая	Амурской области	2024	2×2 км				4																		4	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 31.05.2023 № 356. 3. Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 4. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 5. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Рудник Таборный», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Удоканская медь», ООО «УК ТОР «Южная Якутия», АО «Полюс Алдан»)
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручьи/т – Сковородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручьи/т		2024	1×2 км				2																		2	0	0	ПАО «Россети»	
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т		2024	1×1,5 км				1,5																		1,5	0	0	ПАО «Россети»	
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сковородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т		2024	1×1,5 км				1,5																		1,5	0	0	ПАО «Россети»	
	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында		2024	1×1,4 км				1,4																		1,4	0	0	ПАО «Россети»	
6	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 63 МВА	Республики Саха (Якутия)	2023	1×63 МВА		63																				0	63	0	ПАО «Якутскэнерго»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Л-241 (Районная – Сунтар) и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ		2023	х	х																					х	0	0	ПАО «Якутскэнерго»	
	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой ИРМ 110 кВ мощностью 12 Мвар		2023	1×12 Мвар			12																			0	0	12	ПАО «Якутскэнерго»	
7	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км	Забайкальского края (ОЭС Сибири), Амурской области (ОЭС Востока)	2028	1×324 км																324						324	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
8	Реконструкция ПС 220 кВ Сковородино с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый для присоединения активного фильтро-симметрирующего устройства АФС-24/110	Амурской области	2025	2×25 МВА								50														0	50	0	ПАО «Россети»	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к Единой национальной (общероссийской) электрической сети в 2024–2029 годы

Таблица Г.1 – ОЭС Северо-Запада

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица Г.2 – ОЭС Центра

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																													
	АЭС																													
	750 кВ																													
1	Реконструкция ВЛ 750 кВ Курская АЭС – Новобрянская для обеспечения возможности сооружения блочной гибкой связи 750 кВ энергоблока № 1 Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 2,17 км	Курской области	2023	1×2,17 км	2,17																					2,2	0,0	0,0	ПАО «Россети»	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2
	500 кВ																													
2	Реконструкция ПС 220 кВ Ярцево со строительством ОРУ 500 кВ с установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2028	2×500 МВА																	1000					0	1000	0	ПАО «Россети»	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2
3	Строительство новых ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 1 и ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 2 ориентировочной протяженностью 30 км	г. Москвы и Московской области	2028	2×30 км																60						60	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2
4	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино на ПС 500 кВ Ярцево ориентировочной протяженностью 6 км каждая	г. Москвы и Московской области	2028	2×6 км																12						12	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение выдачи мощности Загорской ГАЭС-2
	330 кВ																													
5	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Железногорская в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Курской области	2024	2×1 км				2																		2	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2
6	Реконструкция ВЛ 330 кВ Курская АЭС – Стройплощадка № 1 с организацией ее перезавода из существующего ОРУ Курской АЭС в КРУЭ 330 кВ Курской АЭС-2 ориентировочной протяженностью 5 км	Курской области	2024	1×5 км				5																		5	0	0	АО «Концерн Росэнергоатом»	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2
7	Строительство заходов ВЛ 330 кВ 2АТ в КРУЭ 330 кВ Курская АЭС-2 ориентировочной протяженностью 10 км каждый	Курской области	2024	2×10 км				20																		20	0	0	АО «Концерн Росэнергоатом»	Обеспечение выдачи мощности блока № 1 Курской АЭС-2
	ТЭС																													
	220 кВ																													
8	Строительство КРУЭ 220 кВ Каширская ГРЭС	г. Москвы и Московской области	2028	х																						0	х	0	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Обеспечение выдачи мощности Каширской ГРЭС
9	Строительство ПС 220 кВ Заводская с трансформатором Т-1 220/10 кВ мощностью 16 МВА, трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 95 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	г. Москвы и Московской области	2024	1×16 МВА 1×95 МВА					111																	0	111	0	ООО «Альтернативная генерирующая компания-1» (ООО «АГК-1»)	Обеспечение схемы выдачи мощности генерирующих объектов ООО «АГК-1»
10	Строительство ПС 220 кВ РП-3 с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	Липецкой области	2023	2×200 МВА		400																				0	400	0	ПАО «НЛМК»	Обеспечение выдачи мощности Утилизационной ТЭЦ-2 и технологического присоединения потребителей (ПАО «НЛМК»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Северная – Металлургическая I, II цепь на ПС 220 кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 0,99 км каждый		2023	4×0,99 км	3,96																					3,96	0	0	ПАО «Россети»	

Таблица Г.3 – ОЭС Юга

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																													
	ВЭС																													
	220 кВ																													
1	Строительство РУ 220 кВ Ольховской ВЭС с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый	Волгоградской области	2025	2×160 МВА								320													0	320	0	ООО «Шестой Ветропарк ФРВ»	Обеспечение выдачи мощности Ольховской ВЭС
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Петров Вал - Таловка на РУ 220 кВ Ольховской ВЭС ориентировочной протяженностью 39,8 км каждый			2×39,8 км							79,6														79,6	0	0	ПАО «Россети»	

Таблица Г.4 – ОЭС Средней Волги

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																													
	ВЭС																													
	220 кВ																													
1	Строительство РУ 220/35 кВ Гражданской ВЭС с одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 160 МВА и одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 125 МВА	Самарской области	2024	1×160 МВА 1×125 МВА					285																	0	285	0	ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ»	Обеспечение выдачи мощности Гражданской ВЭС (ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ»), Покровской ВЭС и Ивановской ВЭС (ООО «Девятый ветропарк ФРВ»)
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Томыловская – Оросительная до Гражданской ВЭС ориентировочной протяженностью 2,7 км		2024	1×2,7 км				2,7																		2,7	0	0	ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ»	Обеспечение выдачи мощности Гражданской ВЭС (ООО «Четырнадцатый ветропарк ФРВ»), Покровской ВЭС и Ивановской ВЭС (ООО «Девятый ветропарк ФРВ»)

Таблица Г.5 – ОЭС Урала

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Таблица Г.6 – ОЭС Сибири

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																													
	220 кВ																													
1	Строительство ВЛ 220 кВ АЭС БРЕСТ – ГПП-220 ориентировочной протяженностью 17 км	Томской области	2026	1×17 км										17												17	0	0	АО «СХК»	Обеспечение выдачи мощности электростанции и технологического присоединения потребителей АО «СХК»
2	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Восточная – ЭС-2 СХК (Т-202) на РУ 220 кВ АЭС БРЕСТ ориентировочной протяженностью 5 км каждый	Томской области	2026	2×5 км										10												10	0	0	АО «СХК»	
3	Строительство РУ 220 кВ и РУ 110 кВ АЭС БРЕСТ с трансформатором 220/6,3 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором 110/6,3 кВ мощностью 16 МВА	Томской области	2026	1×16 МВА 1×16 МВА											32											0	32	0	АО «СХК»	

Таблица Г.7 – ОЭС Востока

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства в целях обеспечения выдачи мощности объектов генерации в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение																													
	ТЭС																													
	220 кВ																													
1	Строительство ПП 220 кВ Магистральный	Амурской области	2025	х							х															х	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС
	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,4 км каждый	Амурской области	2025	2×0,4 км							0,8															0,8	0	0		
	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	Амурской области	2025	2×0,5 км							1															1	0	0		
	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сковородино – Тында № 2 со строительством участка до ПП 220 кВ Магистральный ориентировочной протяженностью 0,3 км с образованием ВЛ 220 кВ Магистральный – Сковородино	Амурской области	2025	1×0,3 км							0,3															0,3	0	0		
2	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Магистральный ориентировочной протяженностью 160 км	Амурской области	2025	1×160 км							160															160	0	0		
3	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Магистральный № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая	Республики Саха (Якутия), Амурской области	2025	2×191,9 км							383,8															383,8	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Зеленый Угол – Суходол на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	Приморского края	2027	2×0,5 км													1									1	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение выдачи мощности Артемовской ТЭЦ-2
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Артемовская ТЭЦ – Владивостокская ТЭЦ-2 на Артемовскую ТЭЦ-2 ориентировочной протяженностью 0,6 км каждый		2027	2×0,6 км													1,2									1,2	0	0	ПАО «Россети»	
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Владивосток – Волна на ПС 220 кВ Угловая ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый		2027	2×0,2 км													0,4									0,4	0	0	ПАО «Россети»	
	Строительство ПС 220 кВ Угловая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 250 МВА		2027	1×250 МВА														250								0	250	0	ПАО «Россети»	
	Строительство шинопровода 220 кВ от ПС 220 кВ Угловая до ПС 220 кВ Западная ориентировочной протяженностью 0,2 км		2027	1×0,2 км													0,2									0,2	0	0		

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к Единой национальной (общероссийской) электрической сети в 2024–2029 годы

Таблица Д.1 – ОЭС Северо-Запада

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																													
	330 кВ																													
1	Строительство ПС 330 кВ Ручей с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Новгородской области	2023	2×63 МВА		126																				0	126	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Цемент», ООО «Ординар», АО «Парус»)
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Ленинградская – Чудово на ПС 330 кВ Ручей ориентировочной протяженностью 0,16 км каждый		2023	2×0,16 км	0,32																					0,32	0	0		
2	Реконструкция ПС 330 кВ Ржевская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 200 МВА	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	1×200 МВА		200																				0	200	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ЛСР. Недвижимость-СЗ», ООО «Специализированный застройщик ИнвестАльянс», ООО «Энергосоюз Северо-Запад»)
3	Строительство ПС 330 кВ Нарва с четырьмя автотрансформаторами 330/110 кВ мощностью 400 МВА каждый	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	4×400 МВА		1600																				0	1600	0	ООО «Усть Лужская Сетевая Компания»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «БХК», ООО «РусХимАльянс»)
	Строительство второй ВЛ 330 кВ Кингисеппская – Нарва ориентировочной протяженностью 35 км	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	1×35 км	35																					35	0	0	ПАО «Россети»	
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Копорская – Кингисеппская на ПС 330 кВ Нарва ориентировочной протяженностью 16,9 км каждый	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	2×16,9 км	33,8																					33,8	0	0	ПАО «Россети»	
4	Реконструкция ПС 400 кВ Выборгская с установкой третьего автотрансформатора 330/110 кВ мощностью 125 МВА	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	1×125 МВА		125																				0	125	0	Инвестор	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Приморский УПК»)
	220 кВ																													
5	Реконструкция ПС 220 кВ Парголово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области	2023	2×63 МВА		126																				0	126	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения (ООО «СК Прагма», ООО «Осиновая роща»)

Таблица Д.2 – ОЭС Центра

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																													
	500 кВ																													
1	Строительство ПС 500 кВ Обнинская с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 3×167 МВА с резервной фазой 167 МВА	Калужской области	2026	3×167+167 МВА											501+ 167											0	501+ 167	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга»)
	Строительство ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км	Калужской области	2026	1×14,2 км										14,2												14,2	0	0	ПАО «Россети»	
	220 кВ																													
2	Строительство двух ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие ориентировочной протяженностью 46,88 км каждая	Калужской области	2026	2×46,88 км										93,76												93,76	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга»)
3	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой четвертого трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА	Калужской области	2026	1×180 МВА											180											0	180	0	ООО «НЛМК - Калуга»	
4	Строительство ПС 220 кВ Тепличная с трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 80 МВА	г. Москвы и Московской области	2023	1×80 МВА		80																				0	80	0	ООО «Агрокультура Групп»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Агрокультура Групп »
5	Строительство захода ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ступино на ПС 220 кВ Тепличная	г. Москвы и Московской области	2023	1×0,412 км 1×0,183 км		0,595																				0	0,595	0	ПАО «Россети»	
6	Строительство ПС 220/110 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2023	2×200 МВА		400																				0	400	0	ПАО «Россети Московский регион»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб "Сколково», ОАО «РЖД»
7	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220/110 кВ ориентировочной протяженностью 1 км каждый	г. Москвы и Московской области	2023	2×1 км	2																					2	0	0		
8	Строительство ПС 220 кВ КГПН (ГПП-4) с двумя трансформаторами 220/НН кВ мощностью 63 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2023	2×63 МВА		126																				0	126	0	АО «Газпромнефть-МНПЗ»	Обеспечение технологического присоединения (АО «Газпромнефть-МНПЗ»)
	Строительство двух КЛ 220 кВ Капотня – КГПН ориентировочной протяженностью 2 км каждая	г. Москвы и Московской области	2023	2×2 км	4																					4	0	0		
9	Реконструкция ПС 220/110 кВ Нефтезавод с установкой второго автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА	г. Москвы и Московской области	2023	1×125 МВА		125																				0	125	0		
	Строительство КЛ 220 кВ Нефтезавод – КГПН ориентировочной протяженностью 3 км	г. Москвы и Московской области	2023	1×3 км	3																					3	0	0		
10	Реконструкция ПС 220 кВ Чертаново с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и демонтажем трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2023	2×63 МВА		126																				0	126	0	ПАО «Россети Московский регион»	Обеспечение технологического присоединения (ООО «Проект-Девелопмент», АО «Мотель Варшавский», АО «Мосотделстрой №1», ООО «ИКСЕЛЕРЕЙТ 3»)
11	Строительство захода ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга на ПС 220 кВ Дмитров ориентировочной протяженностью 16,445 км и 16,395 км	г. Москвы и Московской области	2023	16,445 км 16,395 км	32,84																					32,84	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Ядро Фаб Дубна», ООО «Апрель», АО «Специализированный застройщик «ПИК-Регион»)
12	Строительство заходов ВЛ 220 кВ ЦАГИ – Руднево и КВЛ 220 кВ Ногинск – Руднево на ПС 500 кВ Каскадная ориентировочной протяженностью 0,73 км каждый	г. Москвы и Московской области	2023	4×0,73 км	2,92																					2,92	0	0	ПАО «Россети Московский регион»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Россети Московский регион»)

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
13	Реконструкция двухцепной КЛ 220 кВ ТЭЦ-23 – Елоховская I, II цепь с заменой провода ориентировочной протяженностью 24 км	г. Москвы и Московской области	2023	2×12 км	24																					24	0	0	ПАО «Россети Московский регион»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Московский ткацко-отделочный комбинат», ФГБУ «Управление заказчика строительства и реконструкции объектов федеральных государственных органов», Управления делами Президента Российской Федерации, ООО «Красный дом», ОАО «РЖД)
14	Реконструкция КВЛ 220 кВ Владыкино – Бескудниково № 2 с заменой провода ориентировочной протяженностью 4,1 км	г. Москвы и Московской области	2023	1×4,1 км	4,1																					4,1	0	0	ПАО «Россети Московский регион»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Группа Компаний ПИК», АО «Вариатор», ООО «СЗ «Искра», ФГУП «ТТЦ «Останкино», АО «СЗ «Радуга», ООО «СЗ «Лихоборы», ООО «СЗ «ГрандНэкст», ООО «Нордсервис»)
15	Строительство ПС 220/20 кВ Береговая с двумя трансформаторами 2×100 МВА	г. Москвы и Московской области	2026	2×100 МВА											200											0	200	0	ПАО «Россети Московский регион»	Обеспечение технологического присоединения (ООО «СЗ «Самолет-Марьино 1»)
16	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кедрово – Лесная на ПС 220/20 кВ Береговая ориентировочной протяженностью 15 км каждый		2026	2×15 км										30												30	0	0	ПАО «Россети Московский регион»	
17	Строительство ПС 220 кВ Сахарово с установкой двух трансформаторов напряжением 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2025	2×25 МВА								50														0	50	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»
18	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Заводская – Бугры на ПС 220 кВ Сахарово		2025	2×0,2 км							0,4															0,4	0	0	ПАО «Россети»	
19	Строительство ПС 220 кВ Варваринский-тяговая с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА	Тамбовской области	2025	2×40 МВА											80											0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамбовская – Мичуринская на ПС 220 кВ Варваринский-тяговая ориентировочной протяженностью 10 км каждый		2025	2×10 км										20												20	0	0	ПАО «Россети»	
20	Строительство ПС 220 кВ Пушкари-тяговая с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	Тамбовской области	2025	2×40 МВА											80											0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тамбовская – Котовская на ПС 220 кВ Пушкари-тяговая ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый		2025	2×0,5 км										1												1	0	0	ПАО «Россети»	
21	Строительство ПС 220 кВ Арсенал с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	Тульской области	2026	2×40 МВА											80											0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 3,5 км каждый		2026	2×3,5 км										7												7	0	0	ПАО «Россети»	
22	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	Тульской области	2024	1×80 МВА					80																	0	80	0	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Тепличный комплекс «Тульский»)

Таблица Д.3 – ОЭС Юга

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																													
	330 кВ																													
1	Строительство ПС 330 кВ Тихая с двумя трансформаторами 330/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Республики Ингушетия	2023	2×63 МВА		126																				0	126	0	АО «Агрокомплекс СУНЖА»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Агрокомплекс СУНЖА»)
	Строительство заходов ВЛ 330 кВ Владикавказ-2 – Грозный на ПС 330 кВ Тихая ориентировочной протяженностью 0,2 км			2×0,2 км	0,4																					0,4	0	0	ПАО «Россети»	
	220 кВ																													
2	Реконструкция ПС 220 кВ Черемушки с установкой второго автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА	Республики Адыгея и Краснодарского края	2025	1×125 МВА								125														0	125	0	ПАО «Россети»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (администрации муниципального образования «Майкопский район»)
3	Строительство ПС 220 кВ Донбиотех с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Ростовской области	2024	2×40 МВА					80																	0	80	0	АО «Донские биотехнологии»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Донские биотехнологии»)
4	Строительство ПС 220 кВ Лотос с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	Астраханской области	2025	2×80 МВА								160														0	160	0	ООО «АЭК-Холдинг»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «АЭК-Холдинг»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нефтепровод – Астрахань на ПС 220 кВ Лотос ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый			2×0,5 км							1															1	0	0		
5	Реконструкция ПС 220 кВ Канальная с установкой третьего трансформатора 230/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА	Волгоградской области	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Краснодарская ТЭЦ – Восточная промзона I, II цепь ориентировочной протяженностью 5,5 км каждая с увеличением пропускной способности	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	2×5,5 км	11																					11	0	0	ПАО «Россети»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «КЭСК», АО «НЭСК-Электросети»)
7	Строительство ПС 220 кВ Новошахтинская с двумя трансформаторами 220/110/6/6 кВ мощностью 125 МВА каждый	Ростовской области	2023	2×125 МВА		250																				0	250	0	АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Экспериментальная ТЭС – Шахты на ПС 220 кВ Новошахтинская ориентировочной протяженностью 15,5 км каждый		2023	2×15,5 км	31																					31	0	0	ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
8	Строительство ПС 220 кВ Прокат с четырьмя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Волгоградской области	2024	4×125 МВА					500																	0	500	0	ООО «РНК»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «РНК»
9	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная - Прокат I, II цепь ориентировочной протяженностью 10,737 км каждая	Волгоградской области	2024	2×10,737 км				21,47																		21,47	0	0	ПАО «Россети»	
10	Строительство ПС 220 кВ Сталь с одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 140 МВА	Волгоградской области	2024	1×140 МВА					140																	0	140	0	ООО «РНК»	
11	Строительство ЛЭП 220 кВ Трубная - Сталь ориентировочной протяженностью 8,949 км	Волгоградской области	2024	1×8,949 км				8,949																		8,949	0	0	ПАО «Россети»	
12	Строительство ПС 220 кВ Газовая с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 125 МВА	Республики Крым и г. Севастополя	2027	1×125 МВА														125								0	125	0	АО «Крымэнерго»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства РФ от 24.06.2023 N 1653-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ГУП РК «Черноморнефтегаз»
13	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тамань-Кафа №3 на ПС 220 кВ Газовая ориентировочной протяженностью 2 км каждый	Республики Крым и г. Севастополя	2027	2×2 км													4									4	0	0	ПАО «Россети»	
14	Строительство ПС 220 кВ Промышленная с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Республики Крым и г. Севастополя	2025	2×25 МВА								50														0	50	0	ГУП РК «Крымэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ РК «Инвестиционно-строительное управление Республики Крым» (Индустриальный парк «Бахчисарай»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Симферопольская – Бахчисарай на ПС 220 кВ Промышленная ориентировочной протяженностью 1 км каждый		2025	2×1 км							2															2	0	0		
15	Строительство ПС 220 кВ КУБ-С с трансформатором 220/10 кВ мощностью 63 МВА	Республики Адыгея и Краснодарского края	2023	1×63 МВА		63																				0	63	0	ООО «КУБ-С»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «КУБ-С»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Тихорецк – Витаминкомбинат на ПС 220 кВ КУБ-С ориентировочной протяженностью 14 км каждый		2023	2×14 км	28																					28	0	0	ООО «КУБ-С»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «КУБ-С»)

Таблица Д.4 – ОЭС Средней Волги

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																													
	220 кВ																													
1	Строительство ПС 220 кВ НПЗ с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/6/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	Нижегородской области	2023	2×125 МВА 2×63 МВА		376																				0	376	0	ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Бобыльская – Кудьма на ПС 220 кВ НПЗ ориентировочной протяженностью 7,56 км каждый			2×7,56 км	15,12																					15,12	0	0	ПАО «Россети»	
2	Реконструкция ПС 220 кВ ГПП Метзавод с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и одного трансформатора 220/35 кВ мощностью 160 МВА	Саратовской области	2024	2×63 МВА 1×160 МВА					286																	0	286	0	АО «МЗ Балаково»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «МЗ Балаково»
3	Строительство ПС 220 кВ Чапаевская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	Саратовской области	2024	2×100 МВА					200																	0	200	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИнфоТех Балаково»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Ершовская на ПС 220 кВ Чапаевская ориентировочной протяженностью 5,89 км и 5,78 км. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Балаковская АЭС – Горный на ПС 220 кВ Чапаевская ориентировочной протяженностью 7,02 км и 7,069 км			1×5,89 км 1×5,78 км 1×7,02 км 1×7,069 км				25,759																		25,759	0	0	ПАО «Россети»	

Таблица Д.5 – ОЭС Урала

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																													
	220 кВ																													
1	Строительство ПС 220 кВ ГПП Урал с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Пермский край	2023	2×63 МВА 2×40 МВА		206																				0	206	0	АО «Верхнекамская калийная компания»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Верхнекамская калийная компания»)
	Строительство заходов КВЛ Северная – КамаКалий на ПС 220 кВ ГПП Урал ориентировочной протяженностью 10,1 км каждый			2×10,1 км	20,2																					20	0	0		
2	Строительство надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский (ПС 220 кВ Погорелова) с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2027	2×125 МВА														250								0	250	0	АО «Россети Тюмень»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «НК «Роснефть» ООО «КанБайкал»)
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Святогор – Погорелова ориентировочной протяженностью 79,937 км каждая			2×79,937 км													159,9									160	0	0		
3	Реконструкция ПС 220 кВ Правдинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	1×125 МВА					125																	0	125	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «НК «Роснефть»)
4	Реконструкция ПС 220 кВ Болчары с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый и сооружением ПП 110 кВ Болчары в районе ПС 220 кВ Болчары с присоединением к ПС 220 кВ Болчары	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2028	2×125 МВА																	250					0	250	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «НК «Роснефть» АО «НК «Конданефть»)
5	Реконструкция ПС 220 кВ Лянтинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА, двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2026	1×125 МВА 2×25 Мвар 2×25 Мвар											125	100										0	125	100	ООО «РН-Уватнефтегаз»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «РН-Уватнефтегаз»)
	Строительство участков ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Пихтовая – Лянтинская и ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская до ПС 220 кВ Протозановская ориентировочной протяженностью 4 км каждый, участка ВЛ 220 кВ от ВЛ 220 кВ Пихтовая – Лянтинская до ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская ориентировочной протяженностью 0,1 км с образованием двухцепной ВЛ 220 кВ Пихтовая – Протозановская и двухцепной ВЛ 220 кВ Лянтинская – Протозановская			2×4 км 0,1 км										8,1											8,1	0	0		
	Реконструкция ПС 220 кВ Протозановская с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый			2×25 Мвар 2×25 Мвар												100										0	0	100		
	Реконструкция ПС 220 кВ Пихтовая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая, двух УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар каждый			2×25 Мвар 2×25 Мвар												100										0	0	100		
	Реконструкция ВЛ 220 кВ Луговая – Сотник-1 с заменой провода ориентировочной протяженностью 2,35 км			2,35 км										2,35												2,35	0	0	ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
6	Реконструкция ПС 220 кВ Голышманово с заменой трансформатора 1Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2023	1×16 МВА		16																				0	16	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Руском»
7	Строительство ПС 220 кВ Тасу Ява с двумя автотрансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	2×250 МВА					500																	0	500	0	АО «Тюменнефтегаз»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Тюменнефтегаз»)
8	Строительство двух КВЛ 220 кВ Ермак – Тасу Ява ориентировочной протяженностью 69,655 км каждая (перевод двух КВЛ 110 кВ Ермак – Русская на напряжение 220 кВ)	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	2×69,655 км				139,3																		139	0	0		
9	Строительство КВЛ 220 кВ Ермак – Исконная ориентировочной протяженностью 134,4 км	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	134,4 км				134,4																		134	0	0		Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Тюменнефтегаз»)
10	Строительство ПС 220 кВ Ныда с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 10 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2024	2×10 МВА					20																	0	20	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Надым – Уренгой на ПС 220 кВ Ныда ориентировочной протяженностью 2,73 км каждый			2×2,73 км				5,50																		6	0	0	ПАО «Россети»	
11	Строительство ПС 220 кВ Ярудей с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2027	2×6,3 МВА														12,6								0	13	0	АО «Россети Тюмень»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «СШХ»)
	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Салехард – Надым-№1, №2 до ПС 220 кВ Ярудей ориентировочной протяженностью 0,3 км каждая			2×0,3 км													0,6									1	0	0		
12	Строительство ПС 220 кВ Пуртазовская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2026	2×10 МВА											20											0	20	0	ООО «Газпром энерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителя (ООО «Газпром трансгаз Сургут»)
	Строительство отпаек от КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Мангазея с отпайками и от КВЛ 220 кВ Уренгойская ГРЭС – Ермак до ПС 220 кВ Пуртазовская ориентировочной протяженностью 0,1 км каждая			2×0,1 км										0,2												0,2	0	0		
13	Строительство ПС 220 кВ Муллит с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Челябинской области	2023	2×25 МВА		50,0																				0	50	0	ООО «Муллит»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Муллит»)
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новометаллургическая – ЧФЗ I цепь на ПС 220 кВ Муллит ориентировочной протяженностью 2,5 км каждый			2×2,5 км	5																					5	0	0		

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
14	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 60 Мвар	Челябинской области	2025	1×60 Мвар									60													0	0	60	ПАО «ММК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «ММК»)
	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 50 Мвар		2025	1×50 Мвар									50													0	0	50		
	Реконструкция ПС 220 кВ 90 с установкой БСК 220 кВ мощностью 95 Мвар		2029	1×95 Мвар																					95	0	0	95		
15	Реконструкция ПС 220 кВ 60 с установкой БСК 220 кВ мощностью 110 Мвар	Челябинской области	2024	1×110 Мвар						110																0	0	110	ПАО «ММК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ММК-Индустриальный парк»)

Таблица Д.6 – ОЭС Сибири

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых и реконструкции существующих объектов электросетевого хозяйства, реализация которых предусмотрена техническими условиями на технологическое присоединение																													
	500 кВ																													
1	Реконструкция ПС 500 кВ Тайшет с установкой третьего автотрансформатора 500/110/35 кВ мощностью 250 МВА	Иркутской области	2023	1×250 МВА		250																				0	250	0	АО «ИЭСК»	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
2	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	Иркутской области	2023	1×200 МВА		200																				0	200	0	АО «ИЭСК»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
3	Реконструкция ПС 500 кВ Тулун с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА	Иркутской области	2023	1×200 МВА		200																				0	200	0	АО «ИЭСК»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
4	Строительство ПС 500 кВ Нижнеангарская с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1, двух УШР 220 кВ мощностью не менее 50 Мвар каждый, двух БСК 220 кВ мощностью не менее 52 Мвар каждая	Республики Бурятия	2023	3×167+167 МВА		501																				0	501	0	ПАО «Россети»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т.д.
			2023	1×180 Мвар			180																			0	0	180	ПАО «Россети»	
			2023	2×50 Мвар			100																			0	0	100	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т.д.
			2023	2×52 Мвар			104																			0	0	104	ПАО «Россети»	
5	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 1 ориентировочной протяженностью 480 км	Иркутской области, Республики Бурятия	2023	1×480 км	480																					480	0	0	ПАО «Россети»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ООО «ИНК», ПАО «Газпром» и т.д.
6	Реконструкция ВЛ 220 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 с переводом на напряжение 500 кВ	Иркутской области	2023	х	х																					0	0	0	ПАО «Россети»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ООО «ИНК», ПАО «Газпром», АО «Тонода» и т.д.

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
7	Строительство ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 ориентировочной протяженностью 294 км	Иркутской области	2024	1×294 км				294																		294	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»
	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3			1×180 Мвар						180																0	0	180	ПАО «Россети»	
	Реконструкция РУ 500 кВ Усть-Илимской ГЭС с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар на ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 2 при вводе ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3		2024	1×180 Мвар						180																0	0	180	ООО «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация»	
8	Реконструкция ПС 220 кВ Таксимо со строительством РУ 500 кВ и установкой одного автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА, установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	Республики Бурятия	2024	3×167+167 МВА					501																	0	501	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»
		Республики Бурятия	2024	1×180+60 Мвар						180																0	0	180	ПАО «Россети»	
	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо ориентировочной протяженностью 230 км	Республики Бурятия	2024	1×230 км				230																		230	0	0	ПАО «Россети»	
9	Строительство ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2 ориентировочной протяженностью 480 км	Иркутской области, Республики Бурятия	2024	1×480 км				480																		480	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»
	Реконструкция ПС 500 кВ Усть-Кут с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Иркутской области	2024	1×180 Мвар						180																0	0	180	ПАО «Россети»	
10	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой пятого автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	Кемеровской области	2024	1×250 МВА					250																	0	250	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
11	Реконструкция ПС 500 кВ Ново-Анжерская с установкой одного выключателя 220 кВ	Кемеровской области	2024	х																						0	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
12	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой третьего автотрансформатора 500/110/10 кВ мощностью 250 МВА	Кемеровской области	2024	1×250 МВА					250																	0	250	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
13	Реконструкция ПС 500 кВ Юрга с установкой двух выключателей 500 кВ	Кемеровской области	2024	х																						0	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
14	Реконструкция ПС 500 кВ Означенное с установкой третьего автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 801 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 267 МВА каждый)	Республики Хакасия	2024	3×267 МВА					801																	0	801	0	ПАО «Россети»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ГКУ РТ «Госстройзаказ»
15	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой второго автотрансформатора 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый)	Республики Бурятия	2023	3×167 МВА		501																				0	501	0	ПАО «Россети	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»
16	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Республики Бурятия	2023	1×180 Мвар			180																			0	0	180	ПАО «Россети	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Высочайший»
17	Реконструкция ПС 500 кВ Нижнеангарская с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар для ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Усть-Кут № 2	Республики Бурятия	2023	1×180 Мвар			180																			0	0	180	ПАО «Россети	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Полюс Сухой Лог», ОАО «РЖД», ПАО «Газпром», ПАО «Высочайший»
18	Строительство ПП 500 кВ Янталь с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	Иркутской области	2026	1×180 Мвар												180										0	0	180	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
19	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Усть-Илимская ГЭС – Усть-Кут № 3 на ПП 500 кВ Янталь ориентировочной протяженностью 7,2 км каждый	Иркутской области	2026	2×7,2 км										14,4												14,4	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
20	Строительство ПС 500 кВ Литиевая с двумя автотрансформаторами 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) каждый и четырьмя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	Иркутской области	2026	2×501 МВА											1002											0	1002	0	ООО «ИНК»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
		Иркутской области	2026	4×160 МВА											640											0	640	0	ООО «ИНК»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
21	Строительство шинного моста между ПП 500 кВ Янталь и ПС 500 кВ Литиевая (ошиновка) ориентировочной протяженностью 0,5 км	Иркутской области	2026	2×0,5 км										1												1	0	0	ООО «ИНК»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
	220 кВ																													
22	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 от ПС 220 кВ Заводская до отпайки на ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 1 км с реконструкцией ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская	Иркутской области	2025	1×1 км							1															1	0	0	АО «ИЭСК»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГринФилд»
23	Строительство ПС 220 кВ СЭМЗ с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и одним трансформатором 220/35 кВ мощностью 63 МВА	Иркутской области	2025	3×63 МВА								189														0	189	0	АО «Гринфилд»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГринФилд»
	Строительство участка ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 1 с отпайкой на ПС СЭМЗ от оп. 19 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 6 км. Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – Заводская № 2 до ПС 220 кВ СЭМЗ ориентировочной протяженностью 2 км			1×6 км 1×2 км							8															8	0	0	АО «Гринфилд»	
24	Строительство ПС 220 кВ Кыргайская с двумя трансформаторами 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Кемеровской области	2023	2×40 МВА		80																				0	80	0	ООО «ОФ Талдинская»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ОФ Талдинская»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кузбасская – Новокузнецкая II цепь на ПС 220 кВ Кыргайская ориентировочной протяженностью 10,75 км каждый			2×10,75 км	21,5																					21,5	0	0	ООО «ОФ Талдинская»	
25	Строительство ПС 220 кВ Сибирский магнезит с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2026	2×63 МВА											126											0	126	0	ООО «Группа «Магнезит»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Группа «Магнезит»
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Раздолинская – Сибирский Магнезит ориентировочной протяженностью 6,216 км			2×6,216 км										12,432												12,432	0	0	ООО «Группа «Магнезит»	
26	Строительство четвертой ВЛ 220 кВ Ангара – БоАЗ ориентировочной протяженностью 4,17 км	Красноярского края и Республики Тыва	2028	1×4,17 км																4,17						4,17	0	0	АО «Богучанский алюминиевый завод»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Богучанский алюминиевый завод»
27	Строительство ПС 220 кВ Туманная с двумя трансформаторами 220/35/35 кВ мощностью 160 МВА каждый, установкой двух БСК 220 кВ мощностью 70 Мвар каждая и двух УШР 220 кВ мощностью 63 Мвар каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×160 МВА 2×70 Мвар 2×63 Мвар					320	266																0	320	266	ООО «Голевская горнорудная компания»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»
	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Туран – Туманная ориентировочной протяженностью 272 км			2×272 км				544																		544	0	0	ПАО «Россети»	
28	Строительство ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Бурятия	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Гусиноозерская ГРЭС – Мухоршибирь (ГМШ-260) до ПС 220 кВ ТК Гусиноозерский ориентировочной протяженностью 0,748 км			1×0,748 км				0,748																		0,748	0	0	ООО «Тепличный комплекс «Гусиноозерский»	

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
29	Строительство ПС 220 кВ Рассолы с двумя трансформаторами 220/110/35 кВ мощностью 80 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×80 МВА					160																	0	160	0	ООО «ИНК»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-7 – НПС-9 I (II) цепь с отпайками на ПС НПС-8 на ПС 220 кВ Рассолы ориентировочной протяженностью 0,8 км каждый			2×0,8 км				1,6																		1,6	0	0	ПАО «Россети»	
30	Строительство ПС 220 кВ Амикан с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×40 МВА					80																	0	80	0	ООО Горно-рудная компания «Амикан»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО ГРК «Амикан»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга I цепь на ПС 220 кВ Амикан ориентировочной протяженностью 0,169 км каждый			2×0,169 км				0,338																		0,338	0	0	ПАО «Россети»	
31	Реконструкция ПС 220 кВ Коршуниха с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/35 кВ и АТ-2 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Иркутской области	2023	2×200 МВА		400																				0	400	0	АО «ИЭСК»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
32	Реконструкция ПС 220 кВ Металлург с установкой двух трансформаторов 220/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Кемеровской области	2023	2×40 МВА		80																				0	80	0	ООО «Регионстрой»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Регионстрой»
33	Реконструкция ПС 220 кВ Увальная с установкой двух трансформаторов 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	Кемеровской области	2024	2×40 МВА					80																	0	80	0	АО «УК «Сибирская»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК «Сибирская»
34	Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой третьего автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА. Реконструкция ПС 220 кВ Тайга с установкой четырех БСК 110 кВ мощностью 29 Мвар каждая	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×125 МВА 4×29 Мвар		125	116																			0	125	116	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Полюс Красноярск»
35	Реконструкция ПС 220 кВ Раздолинская с установкой СТК мощностью -110/+121 Мвар, подключаемого через трансформатор 1Т 220/15,75 кВ мощностью 125 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×125 МВА		125																				0	125	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полюс Красноярск», ООО «Тайга Богучаны», ООО «Красноярское ГРП»
				1×-110/+121 Мвар			-110/ +121																			0	0	0	ПАО «Россети»	
36	Реконструкция ВЛ 220 кВ Приангарская – Раздолинская № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 172,352 км и 172,46 км с увеличением пропускной способности	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×172,352 км 1×172,46 км	344,81																					344,81	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Полюс Красноярск», ООО «Группа «Магнезит», ООО «Красноярское ГРП»
37	Строительство ПС 220 кВ Ковыкта с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Иркутской области	2023	2×63 МВА		126																				0	126	0	ПАО «Газпром»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Газпром»
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Усть-Кут – Ковыкта ориентировочной протяженностью 259,16 км каждая		2023	2×259,16 км	518,32																					518,32	0	0	ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
38	Строительство ПС 220 кВ Чертово Корыто с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	Иркутской области	2025	2×80 МВА								160														0	160	0	АО «Тонода»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Тонода»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 1 на ПС 220 кВ Чертово Корыто ориентировочной протяженностью 6,158 км каждый	Иркутской области		2×6,158 км							12,316															12,316	0	0	ПАО «Россети»	
39	Строительство ПС 220 кВ Витим с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 160 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	Иркутской области	2023	2×160 МВА 2×100 МВА		520																				0	520	0	ООО «Полюс Сухой Лог»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Полюс Сухой Лог»
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Сухой Лог – Витим ориентировочной протяженностью 4,2 км каждая			2×4,2 км	8,4																					8,4	0	0	ООО «Полюс Сухой Лог»	
40	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран и ВЛ 220 кВ Туран – Кызылская (Д-47) со строительством участка ВЛ ориентировочной протяженностью 2 км и образованием ВЛ 220 кВ Ергаки – Кызылская ориентировочной протяженностью 150 км	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×2 км				2																		2	0	0	ПАО «Россети»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ГКУ РТ «Госстройзаказ», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
41	Строительство ВЛ 220 кВ Шушенская-опорная – Туран ориентировочной протяженностью 230 км	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×230 км				230																		230	0	0	ПАО «Россети»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ГКУ РТ «Госстройзаказ», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
42	Строительство ВЛ 220 кВ Кызылская – Мерген ориентировочной протяженностью 70 км	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×70 км				70																		70	0	0	ПАО «Россети»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ГКУ РТ «Госстройзаказ», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
43	Строительство ВЛ 220 кВ Туран – Мерген ориентировочной протяженностью 130 км	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×130 км				130																		130	0	0	ПАО «Россети»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Голевская ГРК», ГКУ РТ «Госстройзаказ», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
44	Строительство ПС 220 кВ Мерген с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый, двумя ШР (УШР) 220 кВ мощностью 53 Мвар каждый, БСК 110 кВ мощностью 40 Мвар	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×63 МВА					126																	0	126	0	ПАО «Россети»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений (в части строительства РУ 220 кВ). 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГКУ РТ «Госстройзаказ», ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
				2×53 Мвар						106																0	0	106	ПАО «Россети»	
				1×40 Мвар						40																0	0	40	ПАО «Россети»	
45	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой автотрансформаторов 1АТ 220/110/10 кВ и 2АТ 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, с установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар, УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×125 МВА					250																	0	250	0	ПАО «Россети»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ГКУ РТ «Госстройзаказ»
				1×26 Мвар						26																0	0	26	ПАО «Россети»	1. Реновация основных фондов. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Лунсин», ООО «Кара-Бельдир»
				1×25 Мвар						25																0	0	25	ПАО «Россети»	
46	Реконструкция ПС 220 кВ Крупская тяговая с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД
47	Строительство ПС 220 кВ Кизир тяговая с двумя трансформаторами 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×40 МВА					80																	0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Кошурниково тяговая – Курагино тяговая на ПС 220 кВ Кизир тяговая ориентировочной протяженностью 0,908 км и 0,932 км	Красноярского края и Республики Тыва	2024	1×0,908 км 1×0,932 км				1,84																		1,84	0	0	ПАО «Россети»	
48	Реконструкция ПС 220 кВ Ачинский НПЗ с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 33 Мвар каждая	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×33 Мвар						66																0	0	66	АО «АНПЗ ВНК»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «АНПЗ ВНК

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
49	Реконструкция ПС 220 кВ Ирбинская с установкой БСК 220 кВ мощностью не менее 57 Мвар	Красноярского края и Республики Тыва	2023	1×57 Мвар			57																					0	0	57	ООО «УК Битривер»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «УК Битривер»
50	Реконструкция ПС 220 кВ Чарыш с заменой трансформатора Т1 220/35/27,5 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Республики Хакасия	2023	1×40 МВА		40																						0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
51	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча (ВЛ-225) и ВЛ 220 кВ Семиозерный – Чичатка (ВЛ-227) на ПС 220 кВ Семиозерный ориентировочной протяженностью 0,893 км и 0,898 км	Забайкальского края	2024	1×0,893 км 1×0,898 км				1,791																		1,791	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство ПС 220 кВ Семиозерный с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый		2024	2×40 МВА					80																	0	80	0	ОАО «РЖД»	
52	Строительство ВЛ 220 кВ Зилово – Холбон ориентировочной протяженностью 189,31 км	Забайкальского края	2023	1×189,31 км	189,31																					189,31	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
53	Строительство ВЛ 220 кВ Зилово – Могоча ориентировочной протяженностью 204,451 км	Забайкальского края	2023	1×204,451 км	204,45																					204,451	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
54	Реконструкция ПС 220 кВ Харагун с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Забайкальского края	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
55	Реконструкция ПС 220 кВ Тарбагатай с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Забайкальского края	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
56	Реконструкция ПС 220 кВ Бушулей с установкой третьего трансформатора 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Забайкальского края	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
57	Реконструкция ПС 220 кВ Зилово с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Забайкальского края	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
58	Реконструкция ПС 220 кВ Дабан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА	Республики Бурятия	2023	1×25 МВА		25																				0	25	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
59	Реконструкция ПС 220 кВ Окусикан с установкой пятого трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Бурятия	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
60	Строительство ПС 220 кВ Ульги с двумя трансформаторами 220/27,5 кВ мощностью 25 МВА каждый	Республики Бурятия	2024	2×25 МВА					50																	0	50	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо (ПТ-44) до ПС 220 кВ Ульги ориентировочной протяженностью 15,523 км			1×15,523 км				15,523																		15,523	0	0	ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
61	Строительство ПС 220 кВ Янчуй с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Бурятия	2024	1×40 МВА					40																0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Новый-Уоян – Ангаракан (УА-39) до ПС 220 кВ Янчуй ориентировочной протяженностью 0,77 км			1×0,77 км				0,77																		0,77	0	0	ПАО «Россети»	
62	Строительство ПС 220 кВ Нанчхул с одним трансформатором 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Республики Хакасия	2024	1×40 МВА					40																0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Степная – Бискамжа на ПС 220 кВ Нанчхул ориентировочной протяженностью 24,982 км каждый			2×24,982 км				49,964																	49,964	0	0	ПАО «Россети»	
63	Строительство ПС 220 кВ Речушка с одним автотрансформатором 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА и одним трансформатором 110/27,5 кВ мощностью 40 МВА	Иркутской области	2023	1×125 МВА 1×40 МВА		165																			0	165	0	ОАО «РЖД»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Братская ГЭС – НПС-4 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ-250) на ПС 220 кВ Речушка ориентировочной протяженностью 1 км каждый			2×1 км	2																				2	0	0	АО «ИЭСК»	
64	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с заменой автотрансформаторов АТ1 220/110/10 кВ и АТ2 220/110/10 кВ мощностью 60 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×125 МВА					250																0	250	0	ОАО «РЖД»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
65	Реконструкция ПС 220 кВ Саянская тяговая с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×25 Мвар						50															0	0	50	ОАО «РЖД»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
66	Реконструкция ПС 220 кВ БЦБК с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×63 МВА					126																0	126	0	АО «ИЭСК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей Особая экономическая зона Иркутск, СНТ «Горный Байкал», ФГКУ «Дирекция по организации работ по ликвидации накопленного вреда окружающей среде, а также по обеспечению безопасности гидравлических сооружений полигона «Красный бор»
67	Строительство ПС 220 кВ Родники с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Новосибирской области	2023	2×25 МВА		50																			0	50	0	ООО «Энергоресурс»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Энергоресурс»
	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Заря – Правобережная (236) и ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Отрадная (237) до ПС 220 кВ Родники ориентировочной протяженностью 0,5 км каждая			2×0,5 км	1																				1	0	0	ООО «Энергоресурс»	
68	Строительство ПС 220 кВ Нэолайн с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	Новосибирской области	2024	2×40 МВА					80																0	80	0	ООО «Нэолайн»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Нэолайн»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Дружная II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Нэолайн ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый			2×0,1 км				0,2																	0,2	0	0	ООО «Нэолайн»	

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
69	Реконструкция ПС 220 кВ Туран с установкой двух трансформаторов 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый, УШР 220 кВ мощностью 40 Мвар, БСК 220 кВ мощностью 110 Мвар	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×25 МВА 1×40 Мвар 1×110 Мвар					50	150																0	50	150	ПАО «Россети»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»
70	Строительство ПС 220 кВ Ырбан с одним автотрансформатором 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2025	1×63 МВА								63														0	63	0	ПАО «Россети»	1. Развитие ЭЭС Республики Тыва в соответствии с Комплексным планом энергоснабжения инвестиционных проектов в промышленной и социальной сферах на территории Республики Тыва. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Голевская ГРК»
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Туран – Туманная I цепь до ПС 220 кВ Ырбан ориентировочной протяженностью 1 км			1×1 км							1															1	0	0	ПАО «Россети»	
71	Строительство ПС 220 кВ ЦОД с одним трансформатором 220/10 кВ мощностью 125 МВА	Республики Бурятия	2023	1×125 МВА		125																				0	125	0	ООО «Битривер-Б»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Битривер-Б»
	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Мухоршибирь – Саган-Нур (МШС-261) до ПС 220 кВ ЦОД ориентировочной протяженностью 0,3 км			1×0,3 км	0,3																					0,3	0	0	ПАО «Россети»	
72	Строительство ПС 220 кВ Антрацит с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	Новосибирской области	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	АО «Сибирский Антрацит»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Сибирский Антрацит»
			2025	1×40 МВА								40														0	40	0	АО «Сибирский Антрацит»	
	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Заря – Южная I, II цепь с отпайкой на ПС Электродная (249, 250) до ПС 220 кВ Антрацит		2024	х				х																		0	0	0	АО «Сибирский Антрацит»	
73	Реконструкция ПС 220 кВ Правобережная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×250 МВА					500																	0	500	0	АО «ИЭСК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО СЗ «Мечта», ОАО «РЖД»
74	Реконструкция ПС 220 кВ Левобережная с заменой трансформаторов Т-1 220/35 кВ и Т-2 220/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×250 МВА					500																	0	500	0	АО «ИЭСК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ИП Багдасарян Г.В. и физ.лиц
75	Реконструкция ПС 220 кВ Светлая с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×80 МВА					160																	0	160	0	АО «ИЭСК»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Инженерно-Строительная Компания»
76	Реконструкция ПС 220 кВ Байкальская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×250 МВА					500																	0	500	0	АО «ИЭСК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Универсал» и физ.лица
77	Реконструкция ПС 220 кВ Столбово с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ и Т-2 220/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Иркутской области	2024	2×63 МВА					126																	0	126	0	АО «ИЭСК»	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя физ.лицо

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
78	Строительство ПС 220 кВ Кразовская с семью автотрансформаторами 220 кВ мощностью 148 МВА каждый	Красноярского края и Республики Тыва	2024	7×148 МВА					1036																	0	1036	0	АО «РУСАЛ Красноярск»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «РУСАЛ Красноярск»
79	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5,6 I цепь на ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км каждый		2024	2×1,6 км				3,2																		3,2	0	0	ПАО «Россети»	
80	Строительства отпайки от ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5,6 II цепь до ПС 220 кВ Кразовская ориентировочной протяженностью 1,6 км		2024	1×1,6 км				1,6																		1,6	0	0	ПАО «Россети»	
81	Реконструкция ВЛ 220 кВ Енисей – ГПП-5,6 II цепь с отпайкой на ПС 220 кВ Кразовская с демонтажем участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ ГПП-5,6 до отпайки на ПС 220 кВ Кразовская с образованием ВЛ 220 кВ Енисей – Кразовская II цепь ориентировочной протяженностью 2,74 км		2025	1×2,74 км							2,74															2,74	0	0	ПАО «Россети»	
82	Строительство ПС 220 кВ Панимба с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 25 МВА каждый, установкой УКРМ 220 кВ мощностью 50 Мвар	Красноярского края и Республики Тыва	2025	2×25 МВА								50														0	50	0	ООО «Красноярское ГРП»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Красноярское ГРП»
				1×50 Мвар									50													0	0	50	ООО «Красноярское ГРП»	
83	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Раздолинская – Тайга II цепь на ПС 220 кВ Панимба			x							x															0	0	0	ПАО «Россети»	

Таблица Д.7 – ОЭС Востока

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	Мероприятия по строительству новых объектов электросетевого хозяйства для усиления электрической сети в целях осуществления технологического присоединения и предусмотренные техническими условиями на технологическое присоединение																													
	500 кВ																													
1	Строительство ПП 500 кВ Химкомбинат с двумя независимыми РУ 500 кВ № 1 и РУ 500 кВ № 2 со строительством заходов ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, № 2 на ПП 500 кВ Химкомбинат ориентировочной протяженностью 10,618 км, 10,540 км, 10,559 км, 10,513 км	Амурской области	2023	10,618 км 10,540 км 10,559 км 10,513 км	42,23																					42,23	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Амурский газохимический комплекс»
	Строительство четырех шинопроводов от ПП 500 кВ Химкомбинат до ПС 500 кВ АГХК ориентировочной протяженностью 2×3,034 км и 2×3,033 км		2023	2×3,034 км 2×3,033 км	12,134																					12,134	0	0	ПАО «Россети»	
	Строительство ПС 500 кВ АГХК с четырьмя автотрансформаторами 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый		2023	4×250 МВА		1000																				0	1000	0	ООО «Амурский газохимический комплекс»	
2	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Хабаровская – Комсомольская (Л-512) на ПП 500 кВ Нерген ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2023	2×0,5 км	1																					1	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Амур Минералс»
	Строительство ПП 500 кВ Нерген с установкой одного УШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар		2023	1×180 + 60 Мвар			180																			0	0	180		
	Строительство шинопровода от ПП 500 кВ Нерген до ПС 500 кВ Таежная ориентировочной протяженностью 0,5 км		2023	1×0,5 км	0,5																					0,5	0	0		
	Строительство ПС 500 кВ Таежная с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА), двумя группами ШР 10 кВ мощностью 29,7 Мвар (три однофазных ШР мощностью 9,9 Мвар) и 52,5 Мвар (три однофазных ШР мощностью 17,5 Мвар)		2023	3×167+167 МВА		501																				0	501	0	ООО «Амур Минералс»	
			2023	3×9,9 Мвар 3×17,5 Мвар			82,2																			0	0	82,2		
3	Реконструкция ПС 500 кВ Комсомольская с установкой СКРМ мощностью не менее 75 Мвар	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	1×75 Мвар												75										0	0	75	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Компания Ремсталь», ОАО «РЖД», ООО «Правоурмийское»)
	220 кВ																													
4	Строительство ПС 220 кВ Сгибеево/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Амурской области	2023	2×40 МВА		80																				0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
5	Реконструкция ПС 220 кВ БАМ/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
6	Реконструкция ПС 220 кВ Сулус/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
7	Реконструкция ПС 220 кВ Талдан/т с установкой трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
8	Реконструкция ПС 220 кВ Михайло Чесноковская/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
9	Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
10	Реконструкция ПС 220 кВ Короли/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
11	Реконструкция ПС 220 кВ Тарманчукан/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
12	Реконструкция ПС 220 кВ Ядрин/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
13	Реконструкция ПС 220 кВ Сковородино/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
14	Реконструкция ПС 220 кВ Карьерный/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Амурской области	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство шинопровода от ПС 220 кВ Архара до ПС 220 кВ Карьерный/т ориентировочной протяженностью 0,3 км		2023	1×0,3 км	0,3																					0,3	0	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
15	Строительство КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП ориентировочной протяженностью 60 км	Амурской области	2023	1×60 км	60																					60	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»
16	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 80 Мвар	Амурской области	2023	1×80 Мвар			80																			0	0	80	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
17	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар, одной БСК мощностью 26 Мвар и одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	2024	1×52 Мвар 1×26 Мвар 1×50 Мвар						128																0	0	128	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО "Удоканская медь", ООО "Антрацит-ИнвестПроект", ООО "Рудник Таборный")
	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая		2024	2×52 Мвар 1×50 Мвар						154																0	0	154		
18	Строительство ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) со строительством заходов ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали на ПП 220 кВ Талума (ПП 220 кВ Антрацит) ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	Амурской области, Республики Саха (Якутия) (ЮЯР)	2026	2×0,1 км										0,2												0,2	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АнтрацитИнвестПроект»
	Строительство ПС 220 кВ Сыллахская с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 32 МВА каждый		2026	2×32 МВА											64											0	64	0	ООО «АнтрацитИнвестПроект»	
	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км		2026	1×55 км										55												55	0	0	ООО «АнтрацитИнвестПроект»	
19	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2 ориентировочной протяженностью 279 км	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	2023	1×279 км	279																					279	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эльгауголь»
	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь с установкой второго автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА		2023	1×125 МВА		125																				0	125	0		

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
20	Строительство ПП 220 кВ Золотинка со строительством заходов ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1 ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	2025	2×1 км							2															2	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Рудник Таборный»
21	Строительство ПС 220 кВ Таборная с одним трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	Республики Саха (Якутия)	2025	1×25 МВА								25														0	25	0	ООО «Рудник Таборный»	
22	Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборная ориентировочной протяженностью 100 км	Республики Саха (Якутия)	2025	1×100 км							100															100	0	0	ООО «Рудник Таборный»	
23	Строительство ПС 220 кВ Металлург с двумя трансформаторами 220/35/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Приморского края	2025	2×125 МВА								250														0	250	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «УК ТОР Приморье» (ООО «Приморский металлургический завод»)
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Варяг – Металлург ориентировочной протяженностью 25 км каждая		2025	2×25 км							50															50	0	0		
24	Реконструкция ПС 220 кВ Губерово/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Приморского края	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
25	Строительство ПС 220 кВ Минеральная с двумя трансформаторами 220/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	Приморского края	2023	2×63 МВА		126																				0	126	0	ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Находкинский завод минеральных удобрений»
	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Лозовая – Находка на ПС 220 кВ Минеральная ориентировочной протяженностью 33,5 км каждый		2023	2×33,5 км	67																					67	0	0	ПАО «Россети»	
26	Строительство ПС 220 кВ Морская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Приморского края	2024	2×25 МВА					50																	0	50	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»
27	Строительство ВЛ 220 кВ Звезда – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	Приморского края	2024	1×44 км				44																		44	0	0	ПАО «Россети»	
28	Строительство ВЛ 220 кВ Владивосток – Морская ориентировочной протяженностью 44 км	Приморского края	2024	1×44 км				44																		44	0	0	ПАО «Россети»	
29	Строительство ПС 220 кВ Надеждинская с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 160 МВА каждый	Приморского края	2025	2×160 МВА								320														0	320	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики»
30	Строительство двух ВЛ 220 кВ Владивосток – Надеждинская ориентировочной протяженностью 10 км каждая	Приморского края	2025	2×10 км							20															20	0	0	ПАО «Россети»	
31	Реконструкция ПС 220 кВ Надеждинская с установкой третьего трансформатора 220/10 кВ мощностью 160 МВА	Приморского края	2026	1×160 МВА											160											0	160	0	ПАО «Россети»	
32	Строительство ПП 220 кВ Нюя	Республики Саха (Якутия)	2023	х		х																				0	х	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11 и ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 на ПС 220 кВ Нюя ориентировочной протяженностью 1 км каждый		2023	4×1 км	4																					4	0	0		
	Строительство ПС 220 кВ Чаянда с двумя трансформаторами 220/110 кВ мощностью 63 МВА каждый		2023	2×63 МВА		126																				0	126	0	ПАО «Россети»	
	Строительство ВЛ 220 кВ Нюя – Чаянда I цепь, II цепь ориентировочной протяженностью 74,5 км		2023	2×74,5 км	149																					149	0	0	ПАО «Россети»	

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
33	Строительство ПС 220 кВ НПС-10 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Республики Саха (Якутия)	2023	2×40 МВА		80																				0	80	0	ООО «Транснефть-Восток»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Транснефть - Восток»
	Строительство отпаек от ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, 2 до ПС 220 кВ НПС-10 ориентировочной протяженностью 5 км каждая с образованием ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1 с отпайкой на ПС НПС-10, ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2 с отпайкой на ПС НПС-10	Республики Саха (Якутия), Иркутской области		2×5 км	10																					10	0	0		
34	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Таежная – Малмыж ориентировочной протяженностью 50,243 км	Хабаровского края и ЕАО	2023	2×50,243 км	100,486																					100,486	0	0	ООО «Амур Минералс»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Амур Минералс»
	Строительство ПС 220 кВ Малмыж с четырьмя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый, восьмью БСК 10 кВ мощностью 10 Мвар каждая		2023	4×100 МВА 8×10 Мвар		400	80																			0	400	80	ООО «Амур Минералс»	
35	Строительство ПС 220 кВ Тумнин/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80											0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная (Кузнецовский) – Ванино (Л-263) на ПС 220 кВ Тумнин/т ориентировочной протяженностью 0,2 км каждый		2026	2×0,2 км										0,4												0,4	0	0	ПАО «Россети»	
36	Строительство ПС 220 кВ Литовко/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80											0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС 1 с отпайкой на ПС Литовко на ПС 220 кВ Литовко/т ориентировочной протяженностью 8 км и 3,5 км	Хабаровского края и ЕАО	2026	1×8 км 1×3,5 км										11,5												11,5	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
37	Строительство ПС 220 кВ Разъезд/т (ПС 220 кВ Алькан/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×25 МВА											50											0	50	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Разъезд/т (ПС 220 кВ Алькан/т) ориентировочной протяженностью 2 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×2 км										4												4	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
38	Строительство ПС 220 кВ Сельгон/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×25 МВА											50											0	50	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – НПС 3 на ПС 220 кВ Сельгон/т ориентировочной протяженностью 3 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×3 км										6												6	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
39	Строительство ПС 220 кВ Эльбан/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×25 МВА											50											0	50	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-2 – Старт на ПС 220 кВ Эльбан/т ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×4,5 км										9												9	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
40	Строительство ПС 220 кВ Джелюмкен/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80											0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хабаровская – НПС-2 с отпайкой на ПС Литовко на ПС 220 кВ Джелюмкен/т ориентировочной протяженностью 4 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×4 км										8												8	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
41	Строительство ПС 220 кВ Аксака/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80												0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Аксака/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×1 км										2												2	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
42	Строительство ПС 220 кВ Оунэ/т с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	3×40 МВА											120												0	120	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
43	Строительство ПС 220 кВ Джигдаси/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80												0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Джигдаси/т ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×0,5 км										1												1	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
44	Строительство ПС 220 кВ Высокогорная/т с тремя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	3×40 МВА											120												0	120	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
45	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Высокогорная/т ориентировочной протяженностью 5,54 км	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×5,54 км										11												11	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
46	Строительство ПС 220 кВ Ландыши/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80												0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
47	Строительство ПС 220 кВ Эльдиган/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80												0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259) на ПС 220 кВ Эльдиган/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×1 км										2												2	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
48	Строительство ПС 220 кВ Кумтэ/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80												0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 2 (Л-254) на ПС 220 кВ Кумтэ/т ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×1 км										2												2	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
49	Строительство ПС 220 кВ Кун/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80												0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Кун/т ориентировочной протяженностью 1,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×1,5 км										3												3	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
50	Строительство ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80												0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино № 1 (Л-255) на ПС 220 кВ Комсомольск – Сортировочный/т (ПС 220 кВ Юность/т) ориентировочной протяженностью 4,5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×4,5 км										9												9	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
51	Строительство ПС 220 кВ Ванино/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×40 МВА											80												0	80	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино (Кузнецовский) на ПС 220 кВ Ванино/т ориентировочной протяженностью 7,9 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×7,9 км										15,8												15,8	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
52	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Сулук – Джамку (Л-277) на ПС 220 кВ Богдановка ориентировочной протяженностью 5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×5 км										10												10	0	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Правоурмийское»
53	Строительство ПС 220 кВ Богдановка с одним автотрансформатором 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2026	1×63 МВА											63											0	63	0	ПАО «Россети»	
54	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с заменой ТТ ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) и ВЛ 220 кВ Селихино – Уктур (Л-259) с увеличением пропускной способности	Хабаровского края и ЕАО	2023	x		x																				0	x	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД».
55	Реконструкция ПС 220 кВ Волочаевка/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×40 МВА					40																	0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
56	Строительство ПС 220 кВ Полиметалл с одним автотрансформатором 220/110 кВ мощностью 63 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×63 МВА					63																	0	63	0	ПАО «Россети»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ресурсы Албазино»
	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Березовая – Горин на ПС 220 кВ Полиметалл ориентировочной протяжённостью 5 км каждый	Хабаровского края и ЕАО	2024	2×5 км				10																		10	0	0	ПАО «Россети»	
57	Реконструкция ПС 220 кВ Розенгартовка/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2023	1×40 МВА		40																				0	40	0	ОАО «РЖД»	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
58	Реконструкция ВЛ 220 кВ Комсомольская – ГПП-4 (Л-251) со строительством участка ВЛ 220 кВ от ПС 220 кВ Старт до ПС 220 кВ ГПП-4 ориентировочной протяженностью 21 км с образованием ВЛ 220 кВ Комсомольская – Старт №1 с отпайкой на ПС ГПП-4	Хабаровского края и ЕАО	2024	1×21 км				21																		21	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
59	Строительство ПП 220 кВ Байкал	Хабаровского края и ЕАО	2026	x											x											0	x	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
60	Строительство ПП 220 кВ Кузнецовский	Хабаровского края и ЕАО	2026	x											x											0	x	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
61	Строительство ВЛ 220 кВ Комсомольская – Байкал ориентировочной протяженностью 60,8 км	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	1×60,8 км										60,8												60,8	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
62	Строительство ВЛ 220 кВ Байкал – Оунэ/т ориентировочной протяженностью 111,7 км	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	1×111,7 км										111,7												111,7	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
63	Строительство ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Оунэ/т ориентировочной протяженностью 27,8 км	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	1×27,8 км										27,8												27,8	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
64	Строительство ВЛ 220 кВ Кузнецовский – Ландыши/т ориентировочной протяженностью 201,6 км	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	1×201,6 км										201,6												201,6	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
65	Строительство ВЛ 220 кВ Ванино – Ландыши/т ориентировочной протяженностью 34 км	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	1×34 км										34												34	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
66	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Комсомольская – Селихино №1 (Л-255) на ПП 220 кВ Байкал ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	2×1 км										2												2	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
67	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино на ПП 220 кВ Байкал ориентировочной протяженностью 0,8 км каждый	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	2×0,8 км										1,6												1,6	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
68	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Селихино – Ванино на ПП 220 кВ Кузнецовский ориентировочной протяженностью 1,75 км каждый	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	2×1,75 км										3,5												3,5	0	0		1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
69	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Уктур – Высокогорная (Л-261) на ПП 220 кВ Кузнецовский ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	2×1 км										2												2	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)
70	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Высокогорная – Ванино (Л-263) на ПП 220 кВ Кузнецовский ориентировочной протяженностью 1 км каждый	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	2×1 км										2												2	0	0	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
71	Установка СКРМ на подстанциях 220 кВ транзита 220 кВ Селихино (Байкал) – Ванино мощностью не менее 75 Мвар	Хабаровского края и Еврейской автономной области	2026	1×75 Мвар												75										0	0	75	ПАО «Россети»	1. Исполнение решений распоряжения Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 № 2101-р. 2. Исполнение решений протокола совещания под руководством Министра энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинова от 18.12.2020 № НШ-319пр. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД», ООО «Компания Ремсталь»)

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Перечень реализуемых и перспективных проектов по реновации объектов электросетевого хозяйства Единой национальной (общероссийской) электрической сети в 2024–2029 годы

Таблица Е.1 – ОЭС Северо-Запада

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	330 кВ																													
1	Реконструкция ПС 330 кВ Петрозаводск с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ и АТ-2 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на два автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	Республики Карелия	2027	2×250 МВА														500								0	500	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
	220 кВ																													
2	Реконструкция ПС 220 кВ Усинская с заменой трансформаторов Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	Республики Коми	2027	2×63 МВА														126								0	126	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов

Таблица Е.2 – ОЭС Центра

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	500 кВ																													
1	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой автотрансформаторов Т-3 220/110 кВ и Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА) каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2024	2×250 МВА 2×100 МВА					700																	0	700	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
2	Реконструкция ПС 500 кВ Трубино с заменой автотрансформаторов АТ-1 500/220 кВ и АТ-2 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) каждый на автотрансформаторы 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый, с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2023	2×500 МВА		1000																			0	1000	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
			2024	2×250 МВА					500																0	500	0		
	220 кВ																													
3	Реконструкция ПС 220 кВ Брянская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110 кВ и АТ-2 220/110 кВ мощностью 180 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый	Брянской области	2027	2×200 МВА														400							0	400	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
4	Строительство двух КЛ 220 кВ Бутырки – Белорусская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 6,325 км каждая	г. Москвы и Московской области	2023	2×6,325 км	12,65																				12,65	0	0	ПАО «Россети Московский регион»	Реновация основных фондов
5	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью по 125 МВА каждый	г. Москвы и Московской области	2024	2×200 МВА 2×125 МВА					650																	0	650	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов

Таблица Е.3 – ОЭС Юга

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	220 кВ																													
1	Реконструкция ПС 220 кВ Алюминиевая с заменой автотрансформаторов АТ-5 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА и АТ-6 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА каждый, заменой восьми однофазных трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 60 МВА каждый и четырех трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 66,6 МВА каждый на четыре трансформатора 220/10/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Волгоградской области	2024	2×250 МВА 4×200 МВА					1300																	0	1300	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
2	Реконструкция ПС 220 кВ Владимировка с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110/35 кВ и АТ-4 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 27,3 Мвар	Астраханской области	2028	2×125 МВА 1×1,3 км																1,3	250					1,3	250	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
				2×25 МВА 1×27,3 Мвар																	50	27,3				0	50	27,3		
3	Реконструкция ПС 220 кВ Элиста-Северная с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА, заменой Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	Республики Калмыкия	2026	2×125 МВА											250											0	250	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
				2×25 МВА											50											0	50	0		

Таблица Е.4 – ОЭС Средней Волги

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	220 кВ																													
1	Реконструкция ПС 220 кВ Кинельская с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 180 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 60 МВА) каждый на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 200 МВА каждый	Самарской области	2026	2×200 МВА											400											0	400	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
2	Реконструкция ПС 220 кВ Кременки с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 60 МВА на автотрансформатор 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА	Ульяновской области	2025	1×63 МВА								63														0	63	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов

Таблица Е.5 – ОЭС Урала

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	500 кВ																													
1	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 1 АТГ 500/220/10 кВ и 2 АТГ 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА каждый (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) на два автотрансформатора мощностью 501 МВА каждый с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с выполнением перезавода ВЛ 500 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 6,4 км	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2028	2×3×167+167 МВА 6,4 км 2×180 Мвар																6,4	1169	360				6,4	1169	360	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с заменой автотрансформаторов 3АТ 220/110/6 кВ и 5АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и автотрансформатора 4АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, с установкой УШР 220 кВ мощностью 100 Мвар с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,3 км			2×200 МВА 4,3 км 1×100 Мвар																4,3	400	100				4,3	400	100	ПАО «Россети»	
	Реконструкция ПС 500 кВ Демьянская с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый и двух трансформаторов 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 110 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 4,7 км			2×63 МВА 2×25 МВА 4,7 км																4,7	176					4,7	176	0	ПАО «Россети»	
2	Реконструкция ПС 500 кВ Белозерная с заменой автотрансформаторов 5АТ 220/110/10 кВ, 6АТ 220/110/10 кВ и 7АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	2028	2×200 МВА																	400					0	400	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
	220 кВ																													
3	Реконструкция ПС 220 кВ Салда с заменой автотрансформатора АТ2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	Свердловской области	2024	1×250 МВА					250																	0	250	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
4	Реконструкция ПС 220 кВ Первоуральская с заменой автотрансформатора АТГ1 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 80 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА	Свердловской области	2024	1×250 МВА					250																	0	250	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
5	Реконструкция ПС 220 кВ Качканар с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 120 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Свердловской области	2025	2×125 МВА								250														0	250	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов

Таблица Е.6 – ОЭС Сибири

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	220 кВ																													
1	Реконструкция ПС 220 кВ НКАЗ-2 с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой автотрансформатора АТ-2 220/110 кВ мощностью 200,1 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 250 МВА, заменой трансформаторов Т-1 220/10 кВ, Т-2 220/10 кВ и Т-3 220/10 кВ мощностью 200,1 МВА каждый (три однофазных трансформатора мощностью 66,7 МВА каждый) на три трансформатора 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	Кемеровской области	2025	2×250 МВА 3×200 МВА								1100														0	1100	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
2	Реконструкция ПС 220 кВ ЗСМК с заменой автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА и автотрансформатора АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 240 МВА на два автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	Кемеровской области	2024	2×250 МВА					500																	0	500	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
3	Реконструкция ПС 220 кВ Кызылская с заменой трансформатора 1Т-110 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый и установкой БСК 110 кВ мощностью 26 Мвар	Красноярского края и Республики Тыва	2024	2×40 МВА					80																	0	80	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
				1×26 Мвар						26																0	0	26	ПАО «Россети»	
4	Реконструкция ПС 220 кВ Ак-Довурак с заменой трансформатора 3Т 35/10 кВ мощностью 1,6 МВА на трансформатор 35/10 кВ мощностью 4 МВА	Красноярского края и Республики Тыва	2025	1×4 МВА								4														0	4	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов

Таблица Е.7 – ОЭС Востока

№ п/п	Наименование	Энергосистема	Год ввода объектов	Технические характеристики объектов проекта	2023 г.			2024 г.			2025 г.			2026 г.			2027 г.			2028 г.			2029 г.			Итого			Организация, ответственная за реализацию проекта	Основное назначение
				ВЛ, км (в т.ч. по ОЭС) ПС, МВА (Мвар)	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар	км	МВА	Мвар		
	220 кВ																													
1	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на трансформаторы Т-1 и Т-2 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и Т-3 и Т-4 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый	Амурской области	2028	2×25 МВА 2×40 МВА																	130					0	130	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
2	Реконструкция ПС 220 кВ Кировка с заменой Т-1 35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА	Приморского края	2027	1×25 МВА														25								0	25	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
3	Реконструкция ПС 500 кВ Хехцир-2 с укрупнением путем присоединения ПС 220 кВ Хехцир с заменой на ПС 220 кВ Хехцир автотрансформаторов АТ-1 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2026	2×125 МВА											250											0	250	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
4	Реконструкция ПС 220 кВ Биробиджан с заменой автотрансформаторов 1АТ и 2АТ 220/110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и 3АТ 220/110/6 кВ мощностью 60 МВА на автотрансформаторы АТ-1 и АТ-2 220/110/6 кВ мощностью 125 МВА каждый, трансформаторов 1Т и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	Хабаровского края и ЕАО	2029	2×125 МВА 2×63 МВА																				376		0	376	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов
5	Реконструкция ПС 220 кВ Уктур с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 10 МВА	Хабаровского края и ЕАО	2025	1×10 МВА								10														0	10	0	ПАО «Россети»	Реновация основных фондов