

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ГЕНЕРАЛЬНАЯ СХЕМА
РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
ДО 2042 ГОДА

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Общая характеристика ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем	12
1.1 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей, протяженность магистральных электрических сетей.....	12
1.2 Динамика потребления электрической энергии и мощности	17
1.2.1 Динамика потребления электрической энергии и мощности	17
1.2.2 Фактический объем производства электрической энергии электростанциями в ретроспективный период.....	20
2 Анализ динамики потребления электрической энергии и мощности.....	23
2.1 ЕЭС России	23
2.2 Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы.....	37
3 Экспорт и импорт электрической энергии и мощности.....	51
3.1 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности в ретроспективный период.....	51
3.2 Прогнозные показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности.....	52
4 Рациональная структура генерирующих мощностей	55
5 Результаты расчетов балансовой надежности.....	71
6 Результаты расчетов электроэнергетических режимов и статической устойчивости и технико-экономическое обоснование размещения отдельных объектов электроэнергетики	73
6.1 Южная часть энергосистемы г. Москвы и Московской области	73
6.2 Предварительные технические решения, необходимые для реализации схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии.....	76
6.2.1 Схема выдачи мощности Ленинградской ГАЭС.....	78
6.2.2 Схема выдачи мощности Кольской АЭС-2	87
6.2.3 Схема выдачи мощности Смоленской АЭС-2.....	104
6.2.4 Схема выдачи мощности Южной АЭС	111
6.2.5 Схема выдачи мощности Ударной ТЭС.....	120
6.2.6 Схема выдачи мощности Лабинской ГАЭС	124
6.2.7 Схема выдачи мощности Балаклавской ГАЭС	128
6.2.8 Схема выдачи мощности Ивановской ГЭС	132
6.2.9 Схема выдачи мощности Мокской ГЭС	136
6.2.10 Схема выдачи мощности Тельмамской ГЭС	145
6.2.11 Схема выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11.....	149
6.2.12 Схема выдачи мощности Нижне-Зейской ГЭС.....	155
6.2.13 Схема выдачи мощности Приморской АЭС.....	163
6.2.14 Схема выдачи мощности Приморской ГАЭС	169
6.2.15 Схема выдачи мощности Канкунской ГЭС	179
7 Прогноз потребности в топливе.....	185
8 Оценка воздействия на окружающую среду	189

9	Оценка прогнозных объемов капитальных вложений, необходимых для реализации технических решений по развитию генерирующих мощностей и строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства по ЕЭС России	197
9.1	Оценка прогнозных объемов капитальных вложений, необходимых для реализации технических решений Генеральной схемы	197
9.2	Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения.....	198
10	Оценка ценовых и тарифных последствий реализации технических решений, предусмотренных Генеральной схемой.....	200
10.1	Основные положения	200
10.2	НВВ.....	201
10.2.1	Составляющие НВВ	201
10.2.2	Исходные параметры и допущения	202
10.3	ПВВ.....	211
10.3.1	ПВВ сегментов генерации	211
10.3.1	ПВВ сегмента магистральных сетей	233
10.4	Прогнозный объем полезного отпуска электрической энергии из сетей ЕНЭС	234
10.5	Результаты оценки достаточности выручки.....	236
10.6	Оценка чувствительности экономических условий.....	240
11	Карты-схемы развития ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем	246
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	247
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	249

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АО	–	аварийное отключение
АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии, использующие энергию солнца или ветра
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВН	–	высокое напряжение
ВЧЗ	–	высокочастотный заградитель
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
Генеральная схема	–	генеральная схема размещения объектов электроэнергетики
ГеоЭС	–	геотермальная электростанция
ГОСТ	–	государственный стандарт
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТУ	–	газотурбинная установка
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДГО	–	долгосрочные государственные облигации
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДКП	–	договор купли-продажи мощности
ДПМ	–	договор о предоставлении мощности
ДПМ ВИЭ	–	договор о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии
ДФО	–	Дальневосточный федеральный округ
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОМ	–	конкурентный отбор мощности
КОМ НГО	–	конкурентный отбор мощности новых генерирующих объектов
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КПД	–	коэффициент полезного действия
КС	–	контролируемое сечение
КЭС	–	конденсационная электростанция
ЛЭП	–	линия электропередачи

Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НП Совет рынка	–	Ассоциация «Некоммерческое партнерство Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью»
НПЗ	–	нефтеперерабатывающий завод
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЗП	–	осенне-зимний период
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАТЭС	–	плавающая атомная теплоэлектростанция
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПГУ	–	парогазовая установка
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
ПСУ	–	паросиловая установка
РБУ	–	режимно-балансовые условия
РБУ Макс зима 0,92	–	режимно-балансовые условия зимнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения
РБУ Макс зима МУ	–	режимно-балансовые условия зимнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, указанной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем

- РБУ Макс лето – режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения
- РБУ Макс паводок (половодье) – режимно-балансовые условия максимума потребления мощности в период паводка (половодья) – при максимальной за периоды паводка (половодья) среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены средние месячные температуры воздуха, с округлением до ближайшего целого значения
- РБУ Мин зима 0,92 – режимно-балансовые условия зимнего минимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения
- РБУ Мин зима МУ – режимно-балансовые условия зимнего минимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, указанной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем

- РБУ Мин лето – режимно-балансовые условия летнего минимума потребления мощности – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения
- РБУ Мин паводок (половодье) – режимно-балансовые условия минимума потребления мощности в период паводка (половодья) – при максимальной за периоды паводка (половодья) среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены средние месячные температуры воздуха, с округлением до ближайшего целого значения
- РБУ ПЭВТ – режимно-балансовые условия летнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С
- РУ – (электрическое) распределительное устройство
- СВ – секционный выключатель
- СВМ – схема выдачи мощности
- сек.; сш – секция шин
- СиПР – Схема и программа развития
- СН – среднее напряжение

СПБ	–	сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации
СШ	–	система (сборных) шин
СЭС	–	солнечная электростанция
Т	–	трансформатор
т у.т.	–	тонна условного топлива
ТИТЭС	–	технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТТ	–	трансформатор тока
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ФСТ России	–	Федеральная служба по тарифам
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
$I_{адтн}$	–	значение аварийно допустимой токовой нагрузки
$I_{ддтн}$	–	значение длительно допустимой токовой нагрузки
$I_{расч}$	–	расчетное значение тока

ВВЕДЕНИЕ

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики России на период до 2042 года (далее – Генеральная схема) разработана в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 2556 [1].

Целями Генеральной схемы являются:

- формирование рациональной структуры генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающей перспективный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности в ЕЭС России;

- предотвращение прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности наиболее эффективными способами с учетом прогнозируемых режимов работы электроэнергетических систем и необходимости обеспечения нормативного уровня балансовой надежности с обоснованием размещения объектов электроэнергетики по критерию минимизации совокупных дисконтированных затрат на производство, передачу и распределение электрической энергии (мощности) в долгосрочном периоде;

- определение основных направлений размещения линий электропередачи и энергорайонов размещения подстанций, относимых к межсистемным связям и необходимых для обеспечения баланса производства и потребления электрической энергии и мощности, а также для обеспечения нормального электроэнергетического режима работы ЕЭС России (технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем) и выдачи мощности новых электростанций.

В рамках достижения указанных целей задачами Генеральной схемы являются:

- анализ современного состояния электроэнергетики и существующей структуры объектов генерации и электросетевого хозяйства;

- разработка прогноза потребления электрической энергии и мощности на долгосрочный период;

- формирование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей;

- разработка предложений по объемам вывода действующих генерирующих мощностей из эксплуатации, их модернизации или замещении новым оборудованием;

- разработка предложений по составу электростанций, включая их характеристики и район размещения;

- разработка перспективных балансов мощности и электрической энергии с учетом планируемых показателей экспортных поставок электрической энергии и мощности;

- разработка предложений по развитию основной электрической сети ЕЭС России класса напряжения 330 кВ и выше;

- прогноз потребности тепловых электростанций в органическом топливе;

- прогноз воздействия на окружающую среду тепловых электростанций;

- оценку экономических последствий реализации Генеральной схемы.

Генеральная схема разработана с учетом:

- проекта Энергетической стратегии Российской Федерации до 2050 года (в части электроэнергетики);

– прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации на среднесрочный и долгосрочный период, отраслевых и иных документов стратегического планирования;

– схемы и программы развития электроэнергетических систем Российской Федерации на 2025–2030 годы, включая перечень и описание территорий технологически необходимой генерации, на которых определено наличие в нормальной или единичной ремонтной схеме дефицита активной мощности, не покрываемого с использованием объектов по производству электрической энергии и мероприятий по развитию электрических сетей;

– предложений Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» по выводу из эксплуатации энергоблоков действующих атомных электростанций, а также о возможных местах размещения, типе энергоблоков и сроках строительства новых атомных электростанций;

– предложений ПАО «РусГидро» о возможных местах размещения, типе агрегатов и сроках строительства новых гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций;

– перспективных планов генерирующих компаний по вводу и выводу из эксплуатации генерирующего оборудования на долгосрочную перспективу, в том числе принятых обязательствах в рамках действующих механизмов конкурентных отборов мощности, конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов, конкурсных отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций и конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

– информации, предоставляемой исполнительными органами субъектов Российской Федерации и потребителями электрической энергии, о планируемых инвестиционных проектах на территории субъектов Российской Федерации, в том числе о перечне объектов, строительство которых предполагается осуществлять на территории субъекта Российской Федерации, об их присоединяемой мощности, о сроках ввода в эксплуатацию и местах расположения;

– информации о прогнозе потребления электрической энергии и мощности потребителей электрической энергии, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет 10 тыс. кВт и более;

– информации, представляемой субъектами электроэнергетики, о планах международного сотрудничества в сфере экспорта (импорта) электрической энергии;

– статистической информации о фактических балансах электрической энергии и мощности;

– требований к обеспечению надежного и безопасного функционирования электроэнергетических систем, установленных в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Генеральная схема содержит:

– долгосрочный прогноз потребления электрической энергии и мощности;

– перспективные балансы мощности и электрической энергии с указанием прогнозируемых объемов экспорта (импорта) мощности и электрической энергии;

– перечень планируемых к строительству атомных электростанций, а также действующих атомных электростанций, в отношении которых в долгосрочном

периоде планируется изменение установленной мощности на 100 тыс. кВт и более, в том числе информацию о месте расположения, количестве и типе блоков;

– перечень планируемых к строительству гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций установленной мощностью 100 тыс. кВт и более, а также действующих гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 тыс. кВт и более, в том числе информацию о месте расположения, количестве и типе агрегатов;

– перечень планируемых к строительству тепловых электростанций установленной мощностью 100 тыс. кВт и более на период до 2036 года включительно, а также действующих тепловых электростанций, в отношении которых в указанном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 тыс. кВт и более, в том числе информацию об энергорайоне размещения и объеме необходимой мощности;

– перечень планируемых к строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию или выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 330 кВ (220 кВ для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем), а также линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 220 кВ, обеспечивающих выдачу мощности указанных электрических станций, на период до 2036 года включительно, в том числе информацию о размещении, протяженности и трансформаторной мощности указанных объектов электросетевого хозяйства;

– рациональную структуру генерирующих мощностей на 2042 год с разделением по видам используемых первичных энергетических ресурсов;

– прогноз потребности тепловых электростанций в органическом топливе;

– прогноз воздействия на окружающую среду тепловых электростанций;

– оценку экономических последствий реализации Генеральной схемы, в том числе прогнозные объемы капитальных вложений и оценку ценовых и тарифных последствий реализации технических решений, предусмотренных Генеральной схемой.

1 Общая характеристика ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем

1.1 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей, протяженность магистральных электрических сетей

ЕЭС России.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России на 01.01.2024 составила 248164,9 МВт, в том числе: АЭС – 29543,0 МВт, ГЭС – 48866,7 МВт, ГАЭС – 1355,9 МВт, ТЭС – 163712,0 МВт, ВЭС – 2517,8 МВт, СЭС – 2169,6 МВт.

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 ретроспективный период 5 лет приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Изменения установленной мощности электростанций ЕЭС России и синхронных зон, МВт

Наименование	На 01.01.2019	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
ЕЭС России, всего	243243,2	9895,6	8291,3	895,9	2421,5	248164,9
АЭС	29132,2	2369,1	2000	41,7	–	29543,0
ГЭС	47150,4	437,5	30,3	349,2	959,9	48866,7
ГАЭС	1355,9	–	–	–	–	1355,9
ТЭС	164586,6	3425	6260,4	505	1455,8	163712,0
ВЭС	183,9	2334,6	0,6	–	-0,2	2517,8
СЭС	834,2	1329,4	–	–	6,0	2169,6
1-я синхронная зона	233602,2	9602,1	7972,7	929,6	791,8	236953,0
АЭС	29132,2	2369,1	2000	41,7	–	29543,0
ГЭС	43490,4	437,5	30,3	349,2	2,4	44249,2
ГАЭС	1355,9	–	–	–	–	1355,9
ТЭС	158605,6	3131,5	5941,8	538,7	783,6	157117,6
ВЭС	183,9	2334,6	0,6	–	-0,2	2517,8
СЭС	834,2	1329,4	–	–	6,0	2169,6
2-я синхронная зона	9641	293,5	318,6	-33,7	1629,7	11211,9
АЭС	–	–	–	–	–	–
ГЭС	3660	–	–	–	957,5	4617,5
ГАЭС	–	–	–	–	–	–
ТЭС	5981	293,5	318,6	-33,7	672,2	6594,4
ВЭС	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–

В структуре генерирующих мощностей ЕЭС России в 2023 году доля АЭС составила 11,90 %, доля ГЭС – 19,69 %, ГАЭС – 0,55 %, ТЭС – 65,97 %, ВЭС, СЭС – 1,89 %.

Динамика изменения структуры генерирующих мощностей ЕЭС России с выделением синхронных зон приведена в таблице 2. Структура установленной

мощности электростанций ЕЭС России и синхронным зонам приведена на рисунке 1.

Таблица 2 – Динамика изменения структуры генерирующих мощностей ЕЭС России с выделением синхронных зон

Наименование	2019 г. (на 01.01.2020)		2020 г. (на 01.01.2021)		2021 г. (на 01.01.2022)		2022 г. (на 01.01.2023)		2023 г. (на 01.01.2024)	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ЕЭС России, всего	246342,4	100	245313,2	100	246590,9	100	247601,8	100	248164,9	100
АЭС	30313,2	12,31	29354,8	11,97	29543,0	11,98	29543,0	11,93	29543,0	11,90
ГЭС	48514,4	19,70	48556,1	19,80	48598,9	19,71	48749,6	19,70	48866,7	19,69
ГАЭС	1355,9	0,54	1355,9	0,55	1355,9	0,54	1355,9	0,54	1355,9	0,55
ТЭС	164612,1	66,82	163292,2	66,56	163097,1	66,14	163539,4	66,05	163712	65,97
ВЭС	184,1	0,08	1027,5	0,42	2035,4	0,83	2298,3	0,93	2517,7	1,01
СЭС	1362,7	0,55	1726,7	0,70	1960,6	0,80	2115,5	0,85	2169,6	0,88
1-я синхронная зона	235273,4	100	234197,1	100	235324,8	100	236359,8	100	236953	100
АЭС	30313,2	12,88	29354,8	12,53	29543,0	12,55	29543,0	12,50	29543,0	12,47
ГЭС	43896,9	18,66	43938,6	18,77	43981,4	18,70	44132,1	18,67	44249,2	18,67
ГАЭС	1355,9	0,57	1355,9	0,57	1355,9	0,57	1355,9	0,57	1355,9	0,57
ТЭС	158160,6	67,23	156793,6	66,95	156448,5	66,48	156915	66,39	157117,6	66,31
ВЭС	184,1	0,08	1027,5	0,44	2035,4	0,87	2298,3	0,97	2517,7	1,06
СЭС	1362,7	0,58	1726,7	0,74	1960,6	0,83	2115,5	0,90	2169,6	0,92
2-я синхронная зона	11069	100	11116,1	100	11266,1	100	11241,9	100	11211,9	100
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГЭС	4617,5	41,72	4617,5	41,54	4617,5	40,99	4617,5	41,07	4617,5	41,18
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	6451,5	58,28	6498,6	58,46	6648,6	59,01	6624,4	58,93	6594,4	58,82
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

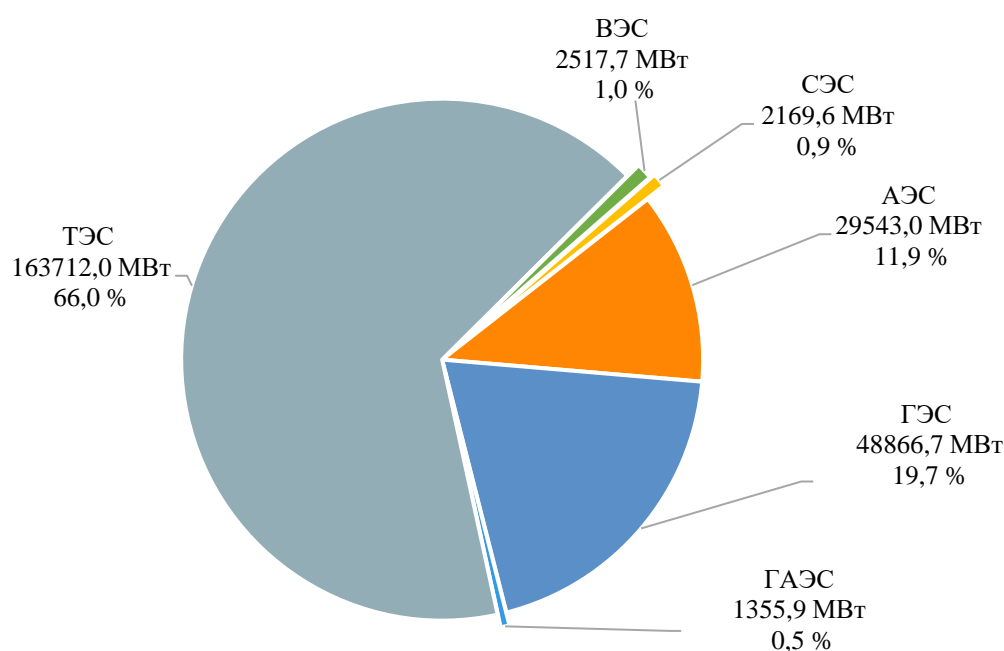


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций ЕЭС России по состоянию на 01.01.2024

Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы.

Установленная мощность электростанций технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем на 01.01.2024 составила 5370,2 МВт, в том числе: АЭС – 106 МВт, ГЭС – 2617,3 МВт, ТЭС, ГеоЭС – 2644,5 МВт, ВЭС – 2,4 МВт.

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за ретроспективный период 5 лет приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Изменения установленной мощности электростанций технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, МВт

Наименование	На 01.01.2019	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	5003,2	551,5	297	112	0,5	5370,2
АЭС	48	70	12	–	–	106
ГЭС	2326,9	361,5	126	117	-62,1	2617,3
ТЭС	2628,3	120	159	-5	60,2	2644,5
ВЭС	–	–	–	–	2,4	2,4
<i>Электроэнергетическая система Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края</i>						
Всего	2256	219	201	-5	-13,4	2255,6
ГЭС	1071	219	126	–	-62,1	1101,9
ТЭС	1185	–	75	-5	48,7	1153,7
<i>Электроэнергетическая система Камчатского края</i>						
Всего	483,2	–	–	–	–	483,2
ГЭС	45,4	–	–	–	–	45,4

Наименование	На 01.01.2019	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
ТЭС	437,8	–	–	–	–	437,8
<i>Электроэнергетическая система Магаданской области</i>						
Всего	1530,5	142,5	–	117	–	1790
ГЭС	1210,5	142,5	–	117	–	1470
ТЭС	320	–	–	–	–	320
<i>Электроэнергетическая система Сахалинской области</i>						
Всего	587,2	120	84	–	11,5	634,7
ТЭС	587,2	120	84	–	11,5	634,7
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>						
Всего	146,3	70	12	–	2,4	206,7
АЭС	48	70	12	–	–	106
ТЭС	98,3	–	–	–	–	98,3
ВЭС	–	–	–	–	2,4	2,4

Динамика изменения структуры генерирующих мощностей технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем приведена в таблице 4. Структура установленной мощности электростанций технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем приведена на рисунке 2.

Таблица 4 – Динамика изменения структуры генерирующих мощностей технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем

Наименование	2019 г. (на 01.01.2020)		2020 г. (на 01.01.2021)		2021 г. (на 01.01.2022)		2022 г. (на 01.01.2023)		2023 г. (на 01.01.2024)	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
ТИТЭС, всего	5112,2	100	5112,2	100	5184,2	100	5179,2	100	5370,2	100
АЭС	106	2,07	106	2,07	106	2,04	106	2,05	106	1,97
ГЭС	2336,9	45,71	2336,9	45,71	2483,9	47,91	2483,9	47,96	2617,3	48,74
ТЭС	2669,3	52,22	2669,3	52,22	2594,3	50,05	2589,3	49,99	2644,5	49,24
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	2,4	0,05
<i>Электроэнергетическая система Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края</i>										
Всего	2271	100	2271	100	2226	100	2221	100	2255,6	100
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГЭС	1081	47,60	1081	47,60	1111	49,91	1111	50,02	1101,9	48,85
ТЭС	1190	52,40	1190	52,40	1115	50,09	1110	49,98	1153,7	51,15
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
<i>Электроэнергетическая система Камчатского края</i>										
Всего	483,2	100	483,2	100	483,2	100	483,2	100	483,2	100
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГЭС	45,4	9,40	45,4	9,40	45,4	9,40	45,4	9,40	45,4	9,40
ТЭС	437,8	90,60	437,8	90,60	437,8	90,60	437,8	90,60	437,8	90,60
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
<i>Электроэнергетическая система Магаданской области</i>										
Всего	1530,5	100	1530,5	100	1647,5	100	1647,5	100	1790	100
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГЭС	1210,5	79,09	1210,5	79,09	1327,5	80,58	1327,5	80,58	1470	82,12
ТЭС	320	20,91	320	20,91	320	19,42	320	19,42	320	17,88
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Наименование	2019 г. (на 01.01.2020)		2020 г. (на 01.01.2021)		2021 г. (на 01.01.2022)		2022 г. (на 01.01.2023)		2023 г. (на 01.01.2024)	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
<i>Электроэнергетическая система Сахалинской области</i>										
Всего	623,2	100	623,2	100	623,2	100	623,2	100	634,7	100
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	623,2	100	623,2	100	623,2	100	623,2	100	634,7	100
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>										
Всего	204,3	100	204,3	100	204,3	100	204,3	100	206,7	100
АЭС	106	51,88	106	51,88	106	51,88	106	51,88	106	51,28
ГЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	98,3	48,12	98,3	48,12	98,3	48,12	98,3	48,12	98,3	47,56
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	2,4	1,16

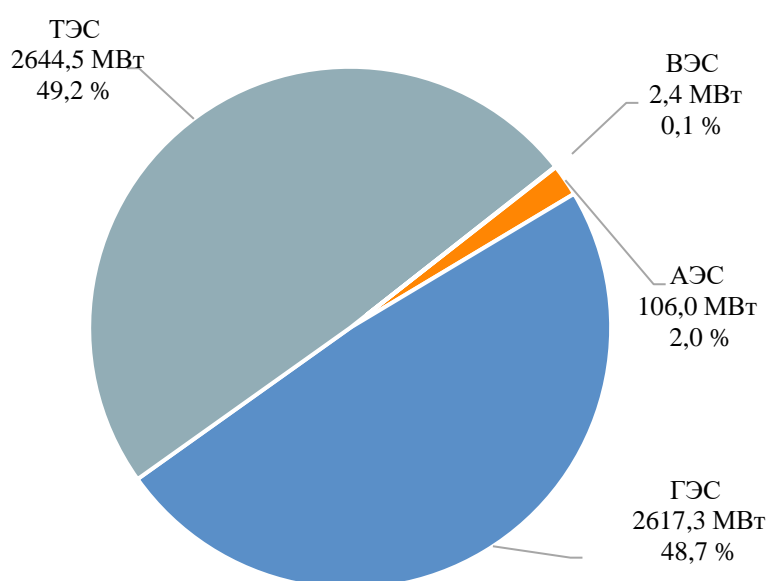


Рисунок 2 – Структура установленной мощности электростанций технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по состоянию на 01.01.2024

Действующий парк турбинного генерирующего оборудования электростанций электроэнергетических систем России в значительной мере выработал свой ресурс.

Основу возрастной структуры генерирующего оборудования ЕЭС России составляет оборудование, введенное в эксплуатацию в 1961–1970 годах (42318,3 МВт), в 1971–1980 годах (55301,9 МВт) и в 1981–1990 годах (51273,4 МВт). Суммарная установленная мощность генерирующего оборудования, введенного в эксплуатацию до 1961 года, составляет 14010,8 МВт, введенного в эксплуатацию в 1991–2023 годах, составляет 85260,5 МВт.

Основу возрастной структуры ТЭС ЕЭС России составляет оборудование, введенное в эксплуатацию до 1961 года – 4986,7 МВт,

в 1961–1970 годах – 29215,7 МВт, в 1971–1980 годах – 38998,7 МВт, в 1981–1990 годах – 32165,8 МВт, в 1991–2023 годах – 58345 МВт.

Основу возрастной структуры генерирующего оборудования технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем составляет оборудование, введенное в эксплуатацию в 1961–1970 годах (88,5 МВт), в 1971–1980 годах (805 МВт) и в 1981–1990 годах (1911,6 МВт). Суммарная установленная мощность генерирующего оборудования, введенного в эксплуатацию до 1961 года, составляет 60 МВт, введенного в эксплуатацию в 1991–2023 годах, составляет 2505,1 МВт.

Основу возрастной структуры ТЭС технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем составляет оборудование, введенное в эксплуатацию до 1961 года – 60 МВт, в 1961–1970 годах – 88,5 МВт, в 1971–1980 годах – 769 МВт, в 1981–1990 годах – 891,6 МВт, в 1991–2023 годах – 835,4 МВт.

Средний возраст генерирующего оборудования на ТЭС технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем на 01.01.2024 составляет 34 года.

На начало 2024 года протяженность электрических сетей напряжением 330–750 кВ составила 70,4 тыс. км, суммарная мощность трансформаторных подстанций с высшим классом напряжения 330–750 кВ составила 232,1 тыс. МВА.

1.2 Динамика потребления электрической энергии и мощности

1.2.1 Динамика потребления электрической энергии и мощности

В таблице 5 представлена динамика потребления электрической энергии за 2019–2023 годы по электроэнергетическим системам и России в целом.

Таблица 5 – Динамика потребления электрической энергии, млн кВт·ч

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Среднегодовой темп прироста за 2019–2023 гг.,%
Россия, всего	1110050	1085045	1135353	1153595	1172288	–
Годовой темп прироста, %	0,17	-2,25	4,64	1,61	1,62	1,13
Россия, всего (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	1107458	1082409	1132690	1150946	1169644	–
Годовой темп прироста, %	0,18	-2,26	4,65	1,61	1,62	1,14
ЭЭС России	1074313	1048793	1105548	1121867	1137604	–
Годовой темп прироста, %	0,38	-2,38	5,41	1,48	1,40	1,23
ЭЭС России (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	1071720	1046155	1102885	1119218	1134960	–
Годовой темп прироста, %	0,39	-2,39	5,42	1,48	1,41	1,23
ЕЭС России	1059362	1033720	1090437	1106370	1121725	–
Годовой темп прироста, %	0,36	-2,42	5,49	1,46	1,39	1,22

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Среднегодовой темп прироста за 2019–2023 гг.,%
ЕЭС России (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	1056769	1031082	1087774	1103721	1119080	–
Годовой темп прироста, %	0,37	-2,43	5,50	1,47	1,39	1,23
1-я синхронная зона	1019053	993026	1047583	1061910	1075775	–
1-я синхронная зона (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	1016461	990389	1044920	1059261	1073131	–
2-я синхронная зона	40308	40694	42854	44460	45950	
ТИТЭС, всего	14951	15073	15111	15497	15879	1,58
ЭЭС Камчатского края	1531	1556	1584	1593	1654	2,08
ЭЭС Сахалинской области	2542	2609	2581	2626	2762	2,48
ЭЭС Магаданской области	2780	2843	2832	2901	3001	3,34
ЭЭС Чукотского автономного округа	411	444	470	505	566	6,66
ЭЭС Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края	7687	7621	7645	7872	7896	0,27

Долевое участие потребления электрической энергии 1-й и 2-й синхронных зон ЕЭС России и ТИТЭС в потреблении электрической энергии электроэнергетических систем России представлено на рисунке 3.

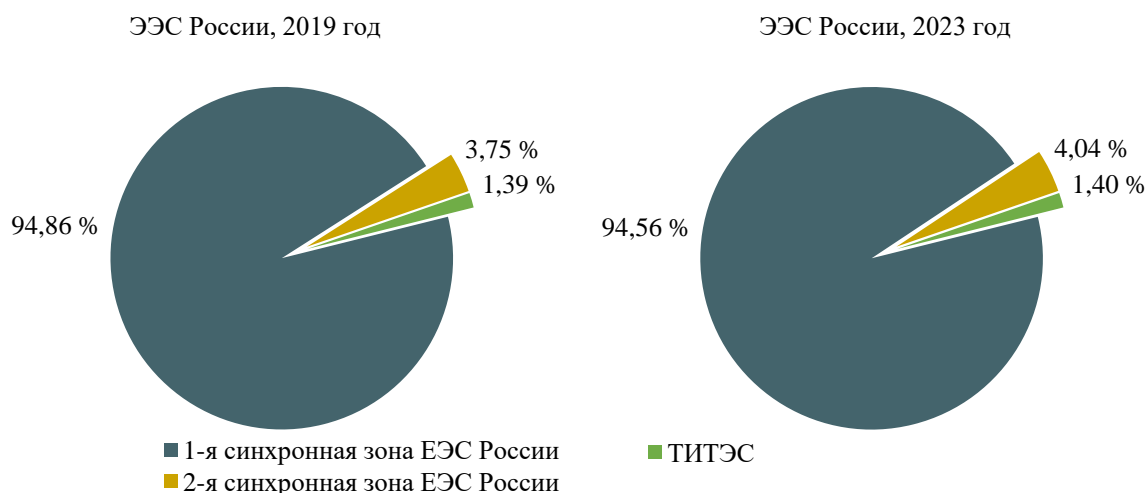


Рисунок 3 – Долевое участие 1-й и 2-й синхронных зон ЕЭС России и ТИТЭС в потреблении электрической энергии электроэнергетических систем России в 2019 и 2023 годах

Территориальное распределение потребления электрической энергии по синхронным зонам ЕЭС России и ТИТЭС характеризуется преобладанием 1-й синхронной зоны ЕЭС России, доля которой составила в 2023 году 94,56 % от общего потребления электрической энергии электроэнергетических систем России.

В таблице 6 представлена динамика максимального потребления мощности за 2019–2023 годы по электроэнергетическим системам России.

Таблица 6 – Динамика максимума потребления мощности, МВт

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	Среднегодовой темп прироста за 2019–2023 гг., %
ЭЭС России ¹⁾	153911	152744	163750	161189	171184	–
Годовой темп прироста, %	-0,13	-0,76	7,21	-1,56	6,20	2,12
ЕЭС России	151661	150436	161418	158864	168741	–
Годовой темп прироста, %	-0,14	-0,81	7,30	-1,58	6,22	2,13
1-я синхронная зона	145885	144304	154152	152118	161593	1,92
2-я синхронная зона	6709	6701	7499	7246	7883	6,99
ТИТЭС, всего	2250	2308	2332	2325	2443	–
Годовой темп прироста, %	0,65	2,57	1,04	-0,30	5,08	1,79
ЭЭС Камчатского края	259	269	267	268	284	2,34
ЭЭС Сахалинской области	445	447	450	440	488	1,77
ЭЭС Магаданской области	418	428	436	433	460	3,20
ЭЭС Чукотского автономного округа	68	82	84	93	94	7,22
ЭЭС Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края	1060	1082	1095	1091	1117	0,75

Примечание – ¹⁾ Значения потребления мощности являются арифметической суммой потребления мощности ЕЭС России и ТИТЭС.

Долевое участие 1-й и 2-й синхронных зон ЕЭС России и ТИТЭС в максимальном потреблении электроэнергетических систем России представлено на рисунке 4. При определении долевого участия 1-й и 2-й синхронных зон учитывалось их потребление мощности на час прохождения годового максимума ЕЭС России.

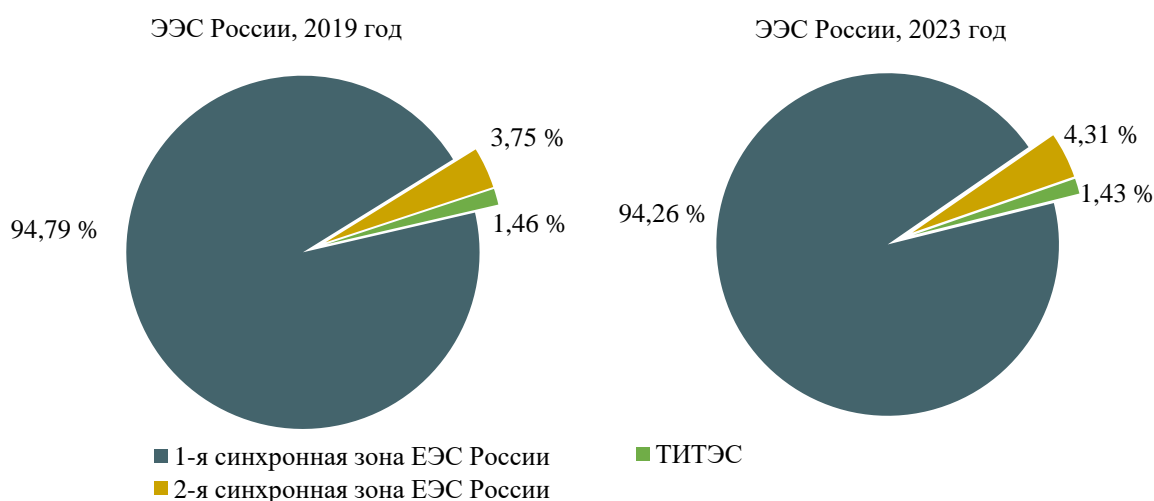


Рисунок 4 – Долевое участие 1-й и 2-й синхронных зон ЕЭС России и ТИТЭС в максимальном потреблении мощности электроэнергетических систем России в 2019 и 2023 годах

Территориальное распределение потребления мощности по синхронным зонам ЕЭС России и ТИТЭС характеризуется преобладанием 1-й синхронной зоны, доля которой в 2023 году составила 94,26 % от максимума потребления мощности электроэнергетических систем России.

1.2.2 Фактический объем производства электрической энергии электростанциями в ретроспективный период

ЕЭС России.

Производство электрической энергии в ЕЭС России в 2023 году составило 1134104,2 млн кВт·ч, в том числе на АЭС – 217315,2 млн кВт·ч, ГЭС, ГАЭС – 195115,2 млн кВт·ч, ТЭС – 712667,4 млн кВт·ч, ВЭС – 6309,6 млн кВт·ч, СЭС – 2696,8 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии по ЕЭС России и синхронным зонам приведена в таблице 7 и на рисунке 5.

Таблица 7 – Производство электрической энергии на электростанциях ЕЭС России и синхронных зонах за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии ЕЭС России, всего	1080555,4	1047031,5	1114548,0	1121607,8	1134104,2
АЭС	208773,3	215682,1	222244,8	223369,8	217315,2
ГЭС	188352,1	205467,5	207529,4	190232,0	193195,4
ГАЭС	1943,3	1948,8	1990,4	1956,0	1919,8
ТЭС	679881,0	620566,8	676908,0	697935,3	712667,4
ВЭС	320,8	1384,1	3621,7	5561,9	6309,6
СЭС	1284,9	1982,3	2253,8	2552,9	2696,8
Производство электрической энергии 1-й синхронной зоны, всего	1036736,2	1003132,2	1067605,0	1072431,1	1084713,6
АЭС	208773,3	215682,1	222244,8	223369,8	217315,2
ГЭС	171763,8	188508,1	188294,0	170590,6	174599,7
ГАЭС	1943,3	1948,8	1990,4	1956,0	1919,8
ТЭС	652650,1	593626,8	649200,3	668400,0	681872,6
ВЭС	320,8	1384,1	3621,7	5561,9	6309,6
СЭС	1284,9	1982,3	2253,8	2552,9	2696,8
Производство электрической энергии 2-й синхронной зоны, всего	43819,3	43899,4	46943,1	49176,7	49390,5
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС	16588,3	16959,4	19235,4	19641,4	18595,7
ГАЭС	–	–	–	–	–
ТЭС	27231,0	26940,0	27707,6	29535,3	30794,8
ВЭС	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–

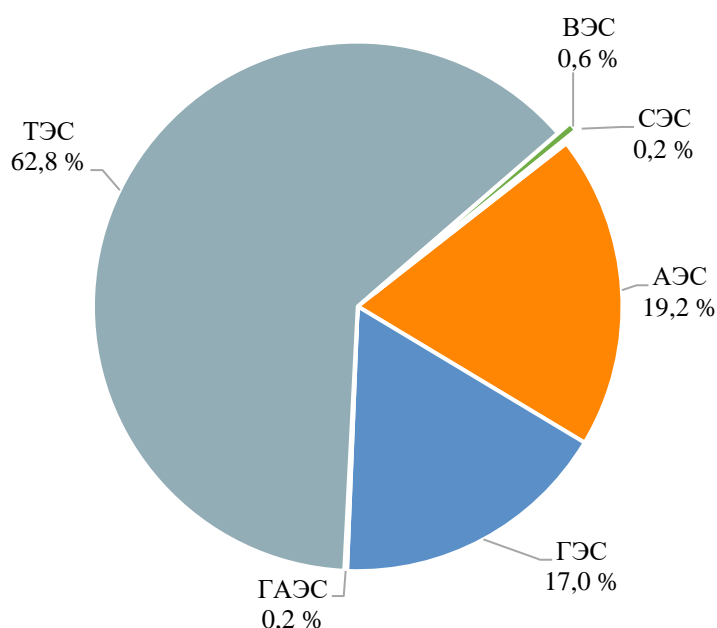


Рисунок 5 – Структура производства электрической энергии ЕЭС России в 2023 году

Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы.

Производство электрической энергии в ТИТЭС в 2023 году составило 15879,4 млн кВт·ч, в том числе на АЭС – 381,5 млн кВт·ч, ГЭС – 7503,2 млн кВт·ч, ТЭС – 7994,7 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии по ТИТЭС приведена в таблице 8 и на рисунке 6.

Таблица 8 – Производство электрической энергии на электростанциях технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии ТИТЭС, всего	14950,2	15073,1	15111,8	15496,2	15879,4
АЭС	210,9	272,3	285,0	314,7	381,5
ГЭС	6816,3	6961,7	6726,4	7220,9	7503,2
ТЭС	7923	7839,1	8100,4	7960,6	7994,7
ВЭС	–	–	–	–	–
ЭЭС Магаданской области, всего	2780,0	2842,9	2832,4	2900,7	3000,8
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС	2628,6	2689,6	2666,3	2723,3	2820,5
ТЭС	151,4	153,3	166,1	177,5	180,3
ВЭС	–	–	–	–	–
ЭЭС Чукотского автономного округа, всего	410,7	444,2	470,3	504,9	566,5
АЭС	210,9	272,3	285,0	314,7	381,5
ГЭС	–	–	–	–	–
ТЭС	199,8	171,8	185,3	190,3	184,9
ВЭС	–	–	–	–	–
ЭЭС Камчатского края, всего	1530,9	1555,9	1583,8	1592,9	1653,8

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС	69,1	70,5	74,2	68,6	84,8
ТЭС	1461,8	1485,4	1509,7	1524,3	1569
ВЭС	–	–	–	–	–
ЭЭС Сахалинской области, всего	2541,8	2609,4	2580,7	2625,8	2762,4
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС	–	–	–	–	–
ТЭС	2541,8	2609,4	2580,7	2625,8	2762,4
ВЭС	–	–	–	–	–
ЭЭС Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края, всего	7686,8	7620,7	7644,5	7871,7	7896,0
АЭС	–	–	–	–	–
ГЭС	4118,6	4201,6	3985,9	4429,0	4597,9
ТЭС	3568,2	3419,2	3658,6	3442,7	3298,1
ВЭС	–	–	–	–	–

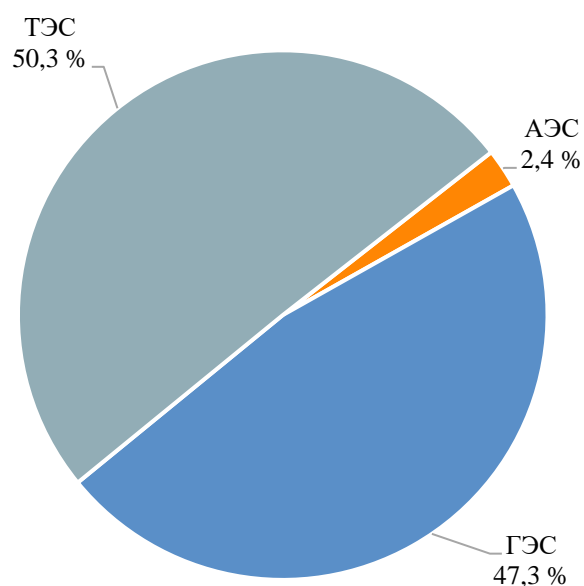


Рисунок 6 – Структура производства электрической энергии технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем в 2023 году

2 Анализ динамики потребления электрической энергии и мощности

2.1 ЕЭС России

Максимум потребления мощности ЕЭС России в 2023 году зафиксирован 11 декабря при среднесуточной ТНВ по территории ЕЭС России $-20,3^{\circ}\text{C}$ и составил 168741 МВт, что выше фактического значения 2022 года на 9877 МВт или на 6,20 %. Среднесуточная ТНВ на день прохождения годового максимума потребления мощности ЕЭС России в 2023 году была ниже на $5,8^{\circ}\text{C}$. Основными факторами увеличения максимума потребления мощности являются температурный режим в период прохождения максимума потребления мощности (длительность периода низких ТНВ) и рост потребления в производственной сфере.

Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России за период 2019–2023 годов, а также максимумы потребления мощности в ОЗП приведена в таблице 9 и на рисунках 7, 8.

Таблица 9 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности ЕЭС России

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1059362	1033720	1090437	1106370	1121725	
Годовой темп прироста, %	0,36	-2,42	5,49	1,46	1,39	
Потребление электрической энергии (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), млн кВт·ч	1056769	1031082	1087774	1103721	1119080	
Годовой темп прироста, %	0,37	-2,43	5,50	1,47	1,39	
Максимум потребления мощности, МВт	151661	150436	161418	158864	168741	
Годовой темп прироста, %	-0,14	-0,81	7,30	-1,58	6,20	
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6970	6854	6739	6948	6632	
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм чч:мм	24.01 10:00	25.12 17:00	24.12 11:00	13.01 10:00	11.12 12:00	
Среднесуточная ТНВ, $^{\circ}\text{C}$	-15,3	-13,1	-15,7	-14,5	-20,3	
ОЗП	2018– 2019 гг.	2019– 2020 гг.	2020– 2021 гг.	2021– 2022 гг.	2022– 2023 гг.	2023– 2024 гг.
Максимум потребления мощности ОЗП, МВт	151877	148078	155273	161418	163520	168741
Прирост к прошлому ОЗП, %	0,17	-2,50	4,86	3,96	1,01	6,20
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм чч:мм	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	11.12.2023 12:00
Среднесуточная ТНВ, $^{\circ}\text{C}$	-15,5	-8,8	-17,2	-15,7	-19,7	-20,3

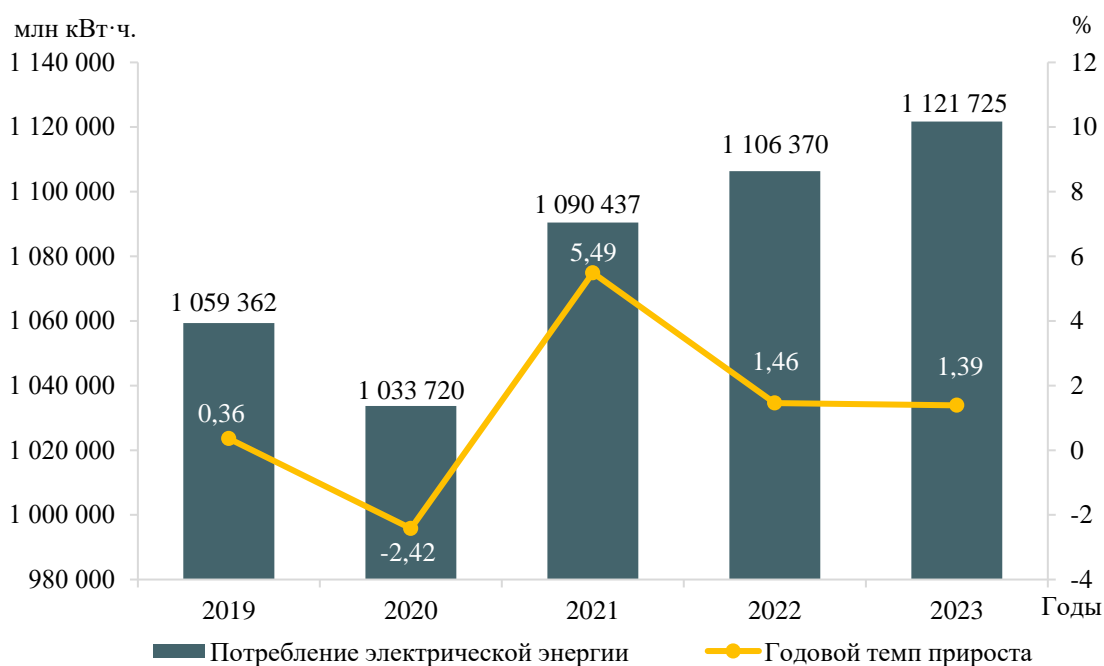


Рисунок 7 – Потребление электрической энергии ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2019–2023 годов

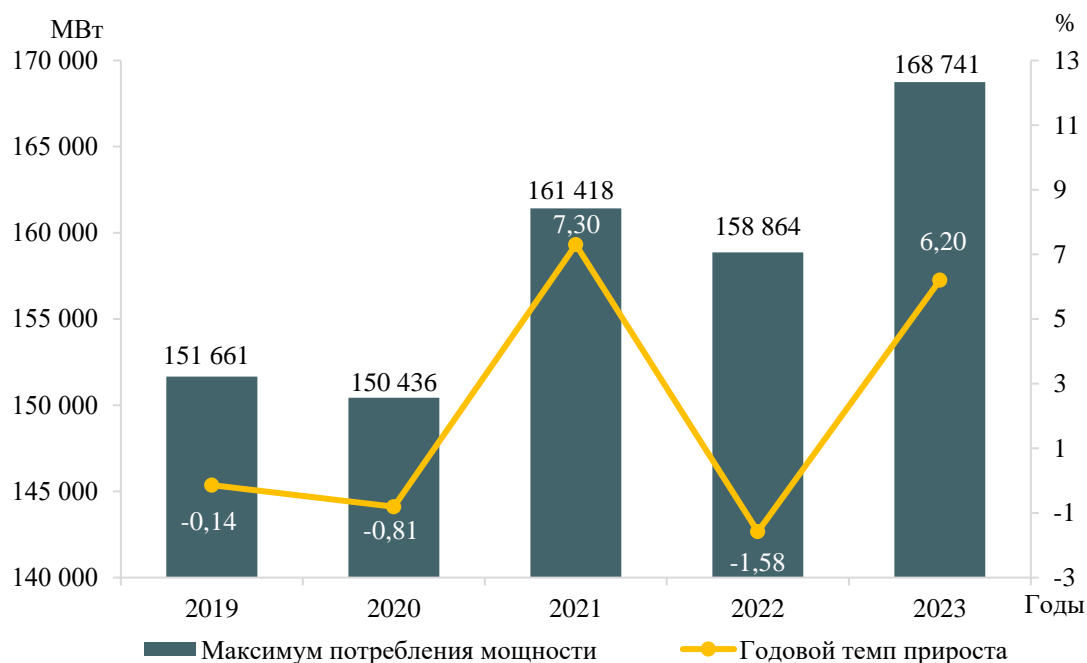


Рисунок 8 – Максимум потребления мощности ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2019–2023 годов

За период 2019–2023 годов объем потребления электрической энергии ЕЭС России увеличился на 66166 млн кВт ч и составил в 2023 году 1121725 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,22 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,49 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и имело отрицательное значение 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 2019–2023 годов максимум потребления мощности ЕЭС России вырос на 16864 МВт и составил 168741 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,13 %. Максимум потребления мощности ЕЭС России в рассматриваемый отчетный период наблюдался в утренние часы, кроме 2020 года, когда максимум был зафиксирован в вечернее время. Наименьшее значение максимума потребления мощности за рассматриваемый отчетный период наблюдалось в 2020 году и составило 150436 МВт, что обусловлено введенными ограничительными мерами в результате сложившейся эпидемиологической ситуации.

Наибольший годовой прирост мощности наблюдался в 2021 году и составил 7,30 %, что обусловлено отменой карантинных ограничений и новыми соглашениями ОПЕК+, членом которой является и Российская Федерация, по объемам добычи нефти. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 1,58 %, что обусловлено более высокой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности.

Годовой режим потребления электрической энергии ЕЭС России характеризуется высокой плотностью. За рассматриваемый ретроспективный период число часов использования максимума потребления мощности изменялось в диапазоне 6632–6970 ч/год. Наименьшее число часов использования максимума потребления мощности зафиксировано в 2023 году, что объясняется резким ростом потребления мощности в конце года.

На рисунке 9 представлены конфигурация годовых графиков максимума потребления мощности ЕЭС России за период 2019–2023 годов.

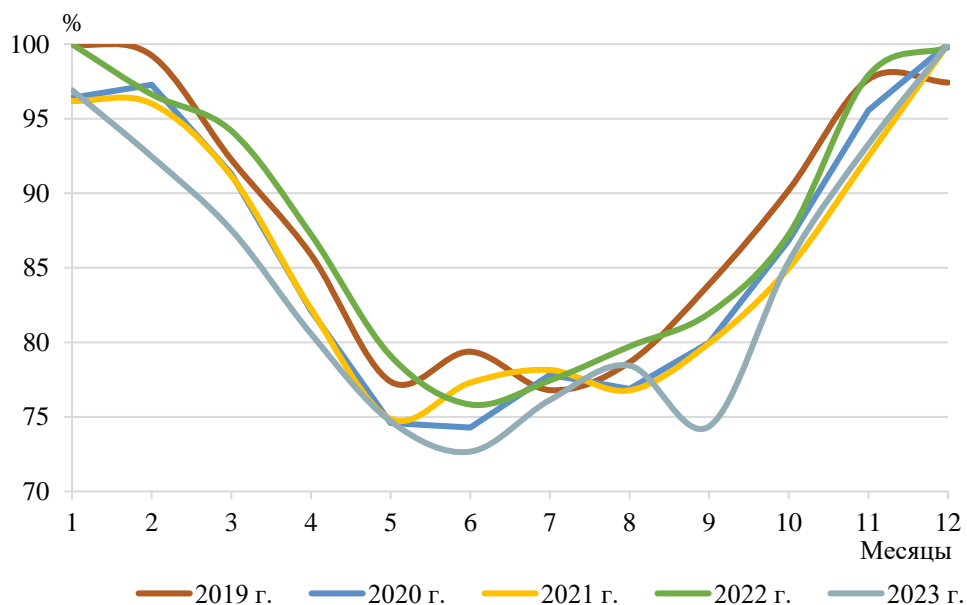


Рисунок 9 – Конфигурация годовых графиков месячного максимального потребления мощности ЕЭС России за период 2019–2023 годов

Годовая неравномерность за период 2019–2023 годов изменялась в диапазоне 72,7–76,8 %. Как видно из рисунка 9, наибольшая неравномерность за рассматриваемый отчетный период зафиксирована в 2023 году. Наиболее плотный годовой режим наблюдается в 2019 году с неравномерностью 76,8 %.

На рисунке 10 представлена конфигурация зимних суточных графиков потребления мощности ЕЭС России за рассматриваемый ретроспективный период.

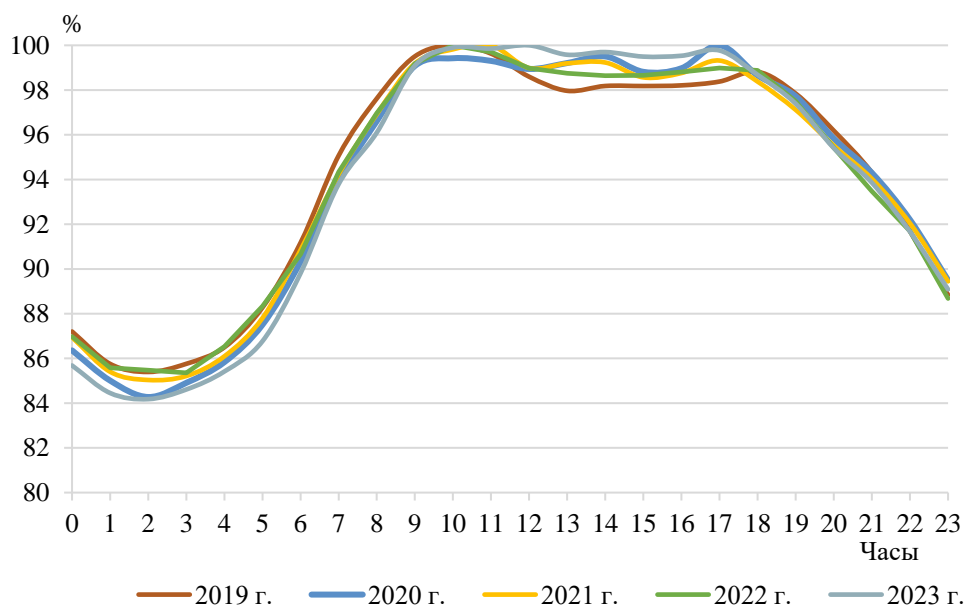


Рисунок 10 – Конфигурация зимних суточных графиков потребления мощности ЕЭС России

Коэффициент плотности суточных графиков потребления мощности зимнего рабочего дня ЕЭС России определен плотностью суточных графиков ОЭС, таких как ОЭС Сибири и ОЭС Урала, и был достаточно высок – на уровне 0,94 о. е.

Плотность суточных графиков электрической нагрузки вышеуказанных ОЭС изменяется в диапазоне 94–95 %.

Аналогично коэффициенту плотности, коэффициент неравномерности зимних суточных графиков электрической нагрузки ЕЭС России определялся не только разновременностью поясов, но и малой неравномерностью суточных графиков ОЭС Сибири и ОЭС Урала и остается на высоком уровне 84–85 %.

На рисунке 11 представлена динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности ЕЭС России в период ОЗП (январь, февраль, ноябрь и декабрь) 2019–2023 годов. Как видно из рисунка 11, 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.

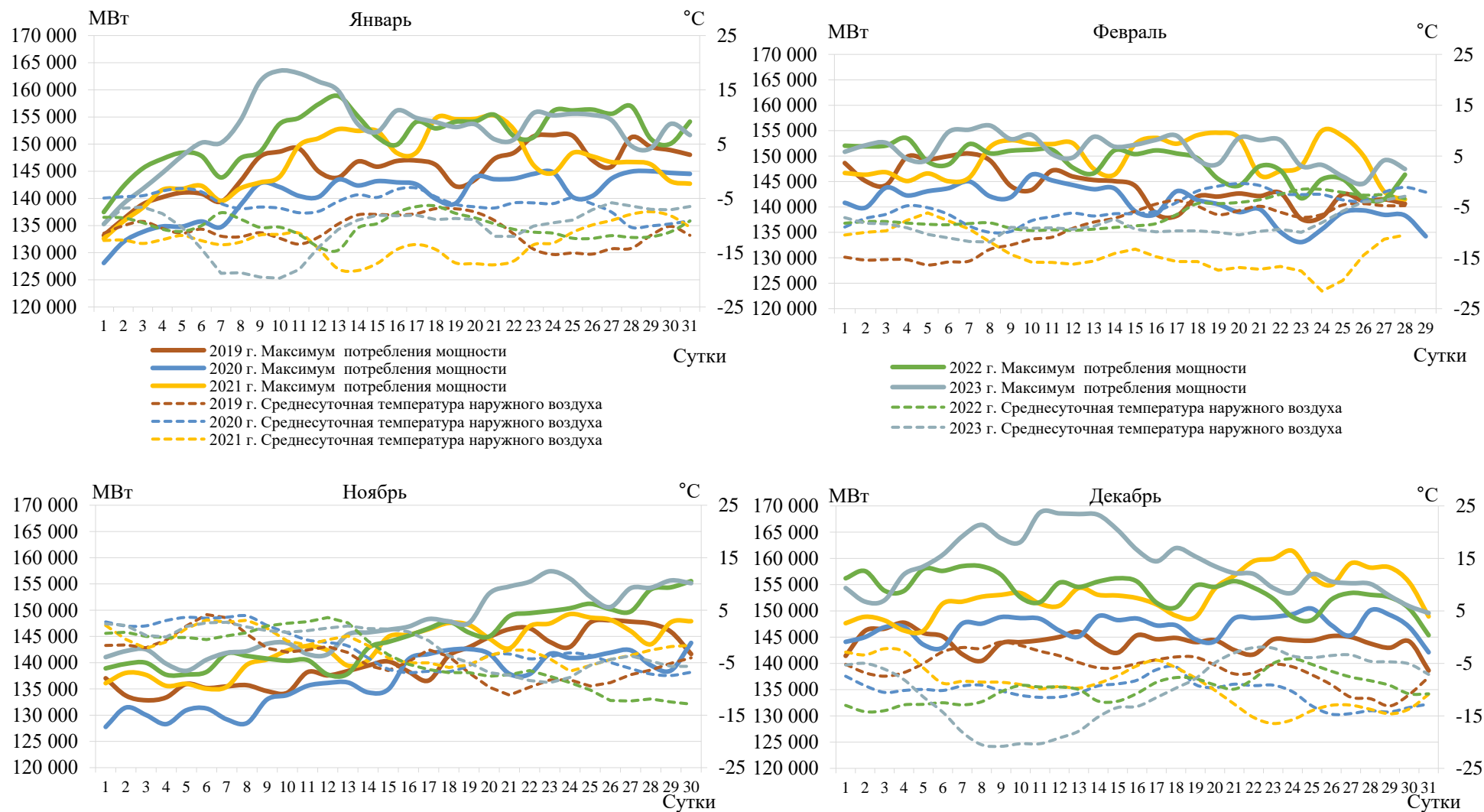


Рисунок 11 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности ЕЭС России

1-я синхронная зона ЕЭС России.

Динамика потребления электрической энергии и максимального потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов представлена в таблице 10 и на рисунках 12, 13.

Таблица 10 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1019053	993026	1047583	1061910	1075775
Годовой темп прироста, %	-0,23	-2,55	5,49	1,37	1,31
Потребление электрической энергии (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), млн кВт·ч	1016461	990389	1044920	1059261	1073131
Годовой темп прироста, %	-0,22	-2,56	5,51	1,37	1,31
Максимум потребления мощности, МВт	145885	144304	154152	152118	161593
Годовой темп прироста, %	-0,73	-1,08	6,82	-1,32	6,23
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6968	6863	6778	6963	6641
Дата и время прохождения максимума потребления мощности, дд.мм чч:мм	24.01 10:00	25.12 17:00	24.12 11:00	07.12 10:00	11.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-15,3	-12,9	-15,4	-12,8	-20,2
Потребление мощности на час прохождения максимума потребления мощности ЕЭС России, МВт	145885	144304	154152	152002	161367

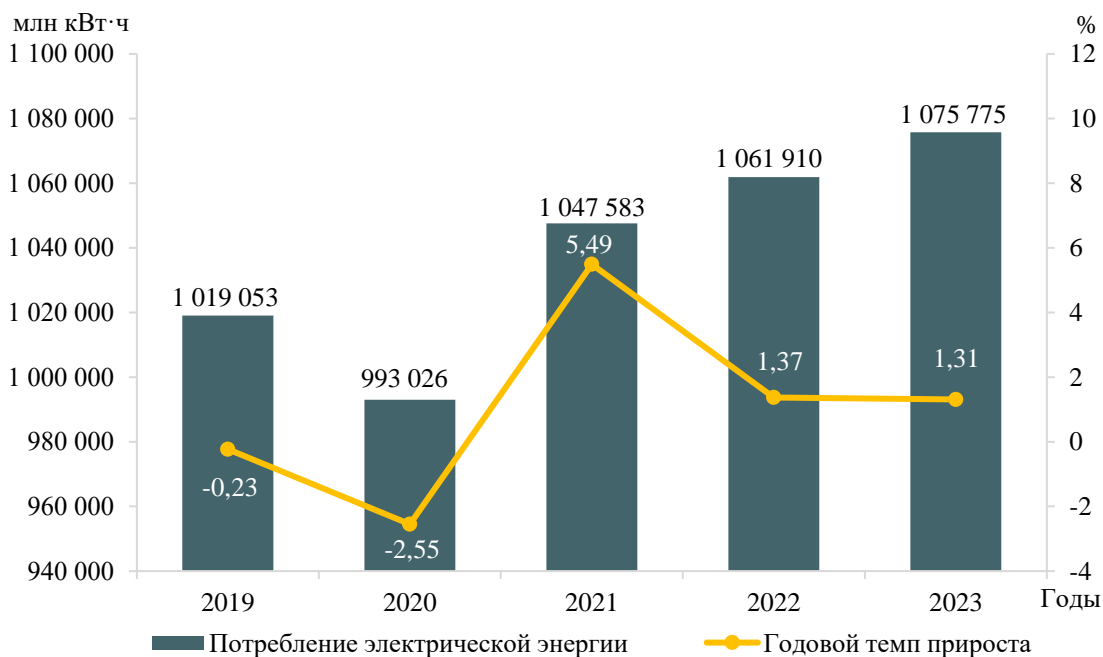


Рисунок 12 – Потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста

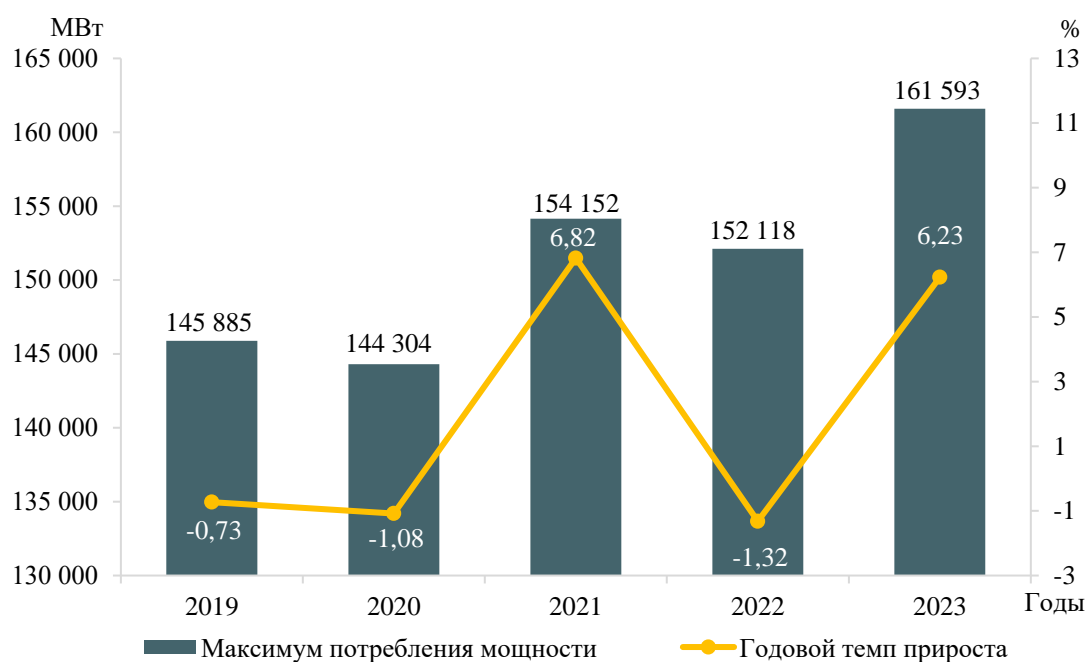


Рисунок 13 – Максимум потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста

Потребление электрической энергии 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов увеличилось на 54413 млн кВт·ч или на 5,33 % и составило в 2023 году 1075775 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии за рассматриваемый период составил 1,04 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,49 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и имело отрицательное значение 2,55 %.

Максимум потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России в 2023 году зафиксирован 11 декабря и составил 161593 МВт. За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России вырос на 14639 МВт или на 9,96 %. Среднегодовой темп прироста мощности за рассматриваемый период составил 1,92 %. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2021 году и составил 6,82 %. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 1,32 %.

Как видно из таблицы 10, даты и время прохождения максимумов потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России совпадали с периодом прохождения максимума потребления мощности ЕЭС России, за исключением 2022 года. В 2023 году потребление мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России зафиксировано в день прохождения максимума ЕЭС России, но в отличное от ЕЭС России время.

На рисунке 14 представлена конфигурация зимних суточных графиков потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за рассматриваемый ретроспективный период.

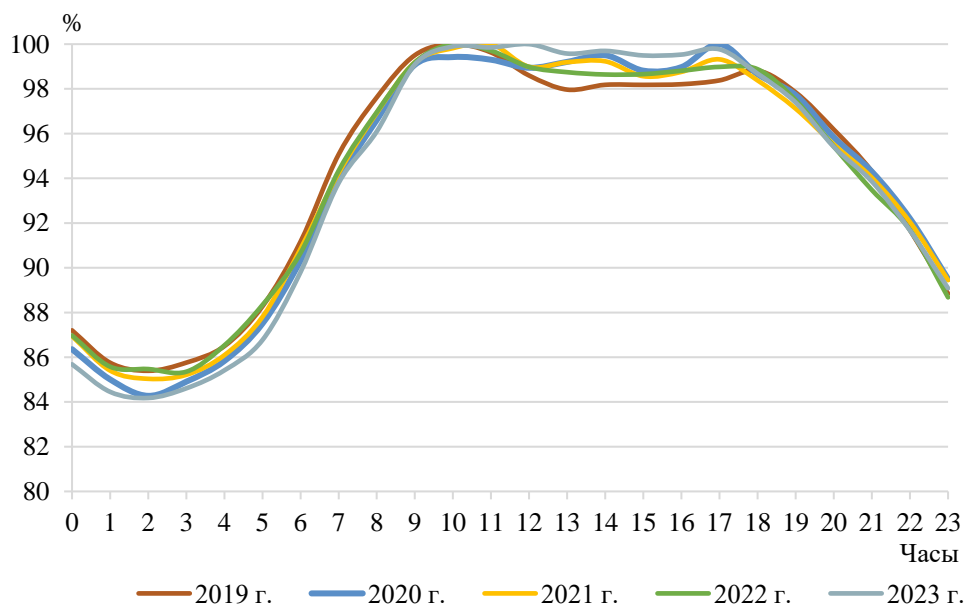


Рисунок 14 – Конфигурация зимних суточных графиков потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

На рисунке 15 представлена динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период ОЗП (январь, февраль, ноябрь и декабрь) 2019–2023 годов.

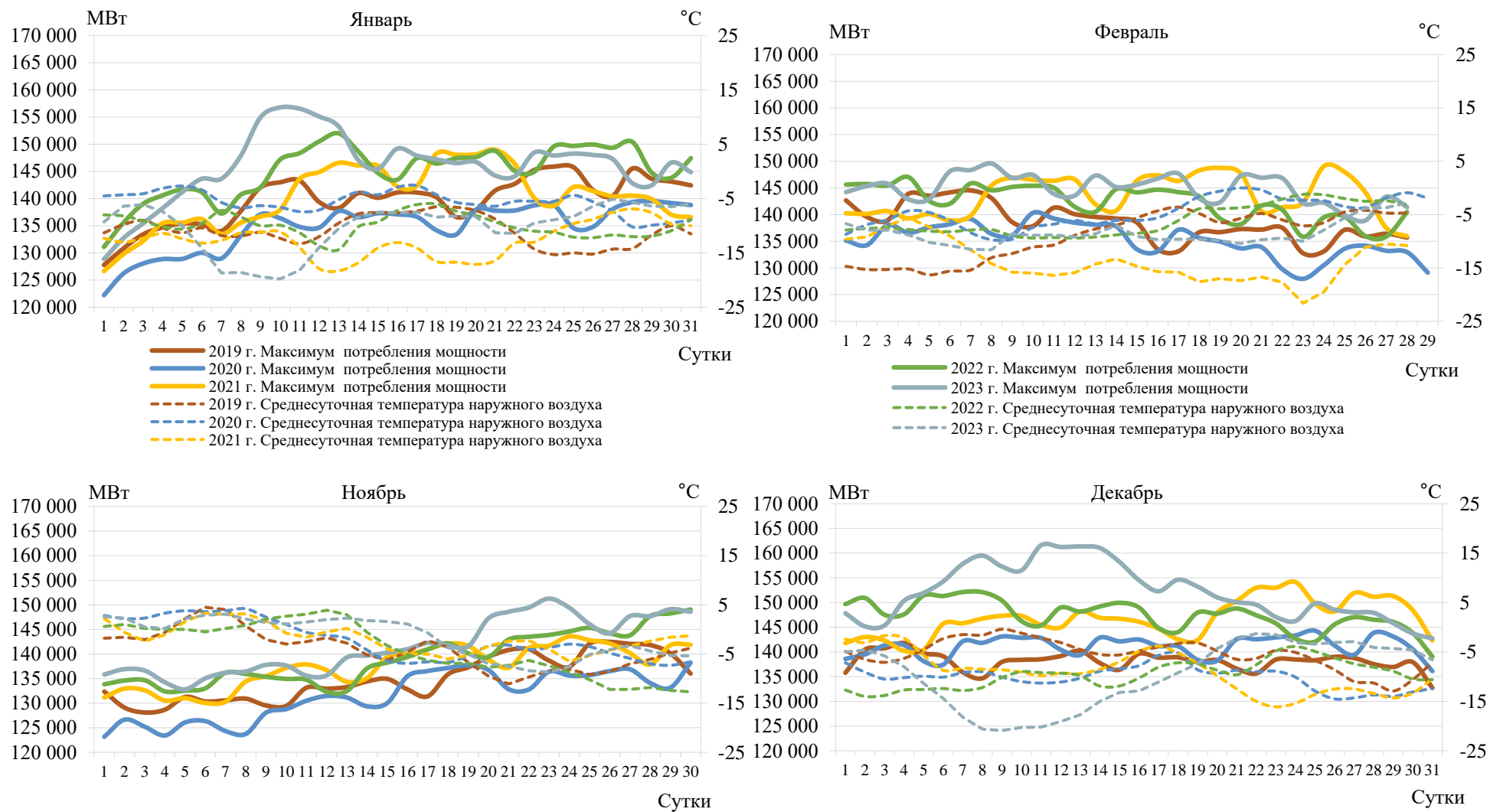


Рисунок 15 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

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 6641–6968 ч/год.

На рисунке 16 представлена конфигурация годовых графиков месячного максимума потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов.

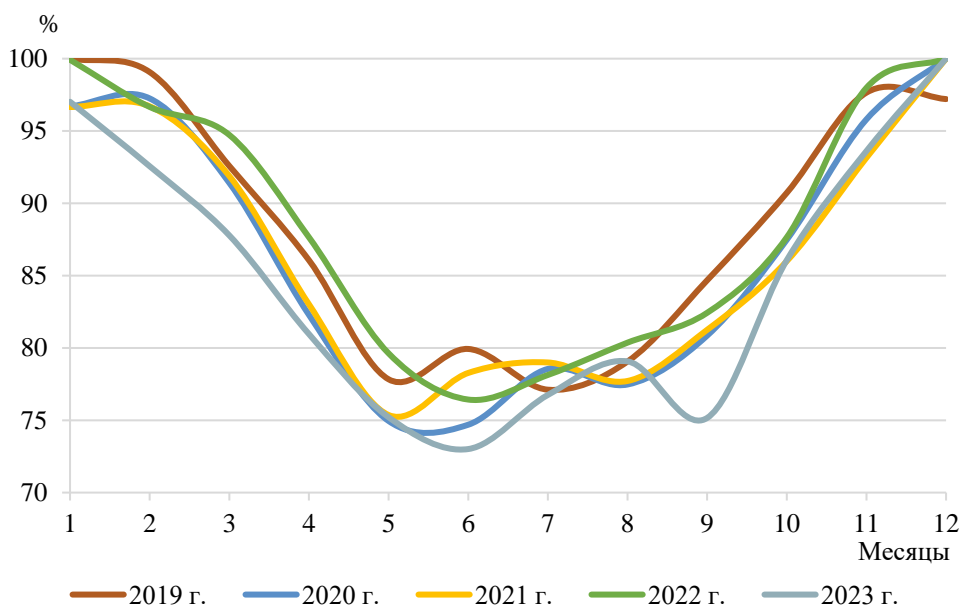


Рисунок 16 – Годовые графики месячного потребления мощности 1-й синхронной зоны ЕЭС России

Годовая неравномерность 1-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов изменялась в диапазоне 73,0–77,1 %. Как видно из рисунка 16, наибольшая неравномерность за рассматриваемый отчетный период зафиксирована в 2023 году. Наиболее плотный годовой режим наблюдается в 2019 году с неравномерностью 77,1 %.

2-я синхронная зона ЕЭС России.

Динамика потребления электрической энергии и максимального потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов представлена в таблице 11 и на рисунках 17, 18.

Таблица 11 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	40308	40694	42854	44460	45950
Годовой темп прироста, %	17,87	0,96	5,31	3,75	3,35
Максимум потребления мощности, МВт	6709	6701	7499	7246	7883
Годовой темп прироста, %	19,32	-0,11	11,90	-3,37	8,79
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6008	6072	5715	6136	5829
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (мск), дд.мм чч:мм	27.12 12:00	30.12 04:00	31.12 12:00	20.12 11:00	22.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-26,3	-24,2	-27,6	-23,8	-24,9

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление мощности на час прохождения максимума потребления мощности ЕЭС России, МВт	5775	6132	7265	6862	7375

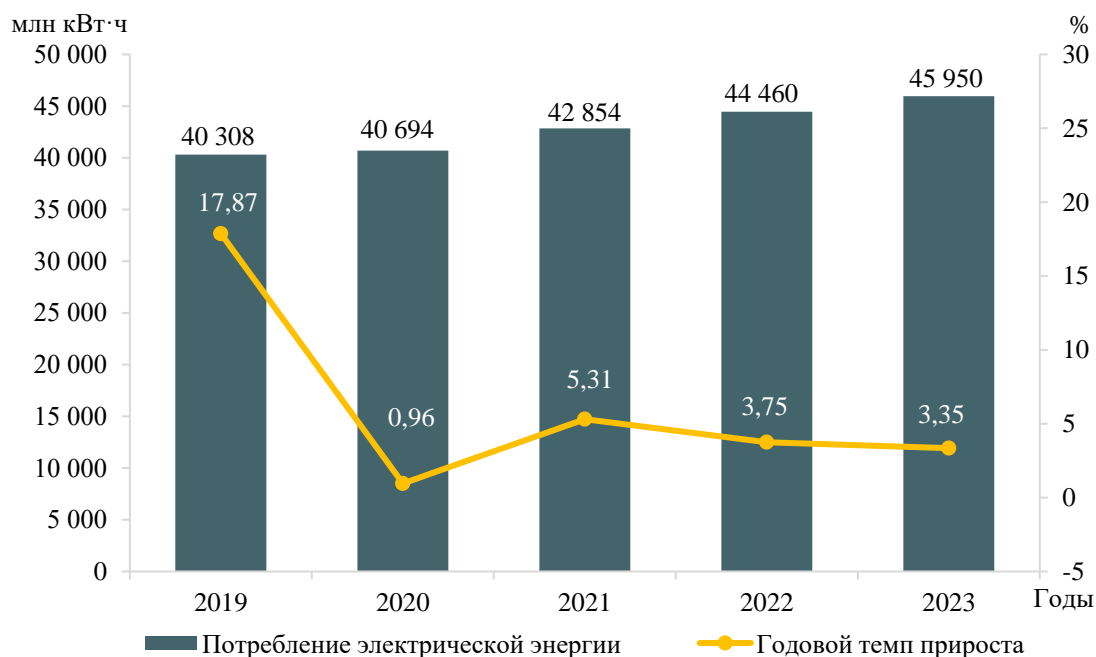


Рисунок 17 – Потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2019–2023 годов

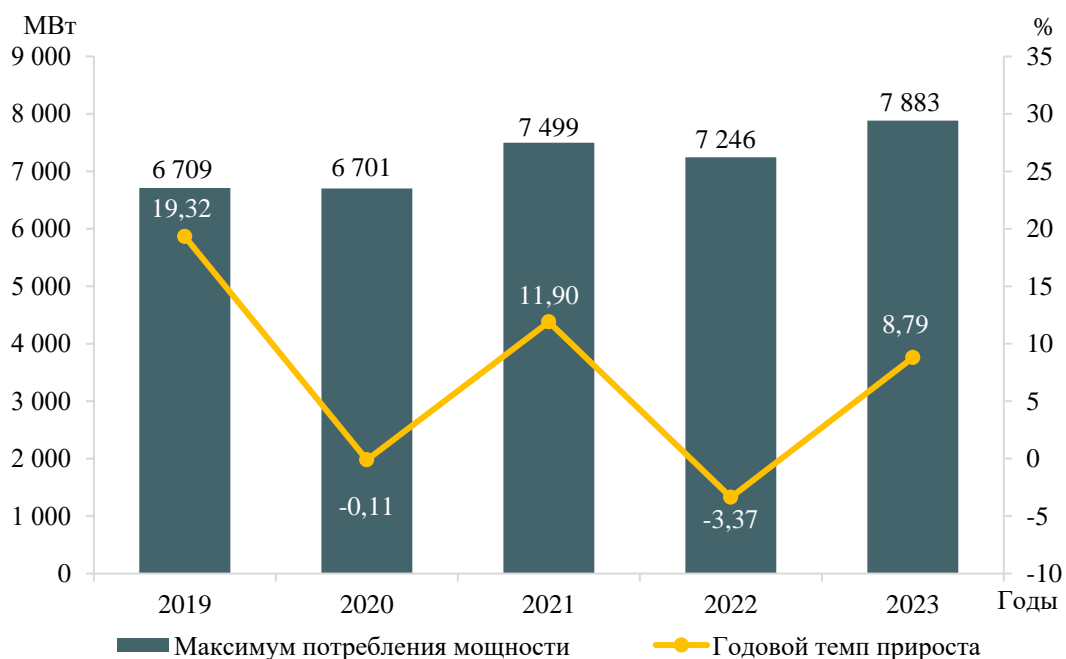


Рисунок 18 – Максимум потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России и годовые темпы прироста за период 2019–2023 годов

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны ЕЭС России увеличилось на 11753 млн кВт·ч и составило в 2023 году 45950 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста

6,09 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 17,87 % в 2019 году и обусловлен присоединением к ЕЭС России Западного и Центрального энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия), ранее работающих изолированно. Наименьший прирост зафиксирован в 2020 году и составил 0,96 %. В сопоставимых территориальных границах (без учета присоединения к ЕЭС России Центрального и Западного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия)) потребление электрической энергии 2-й синхронной зоны увеличилось бы на 5913 млн кВт·ч и составило в 2023 году 40110 млн кВт·ч при среднегодовых темпах прироста потребления электрической энергии 3,24 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности 2-й синхронной зоны вырос на 2568 МВт и составил 7883 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 8,20 %. Рост потребления мощности в 2023 году обусловлен ростом потребления предприятиями производственной сферы. Наибольший годовой прирост мощности был зафиксирован в 2019 году и составил 19,32 %, что обусловлено присоединением Центрального и Западного энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия) к ЕЭС России. Наибольшее снижение максимума потребления мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 3,37 %. В сопоставимых территориальных границах (без учета присоединения Центрального и Западного энергорайонов Якутии) максимальное потребление мощности 2-й синхронной зоны увеличилось бы на 1348 МВт и составило 6971 МВт при среднегодовых темпах прироста потребления мощности 4,39 %.

На рисунке 19 представлена конфигурация зимних суточных графиков потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за рассматриваемый ретроспективный период.

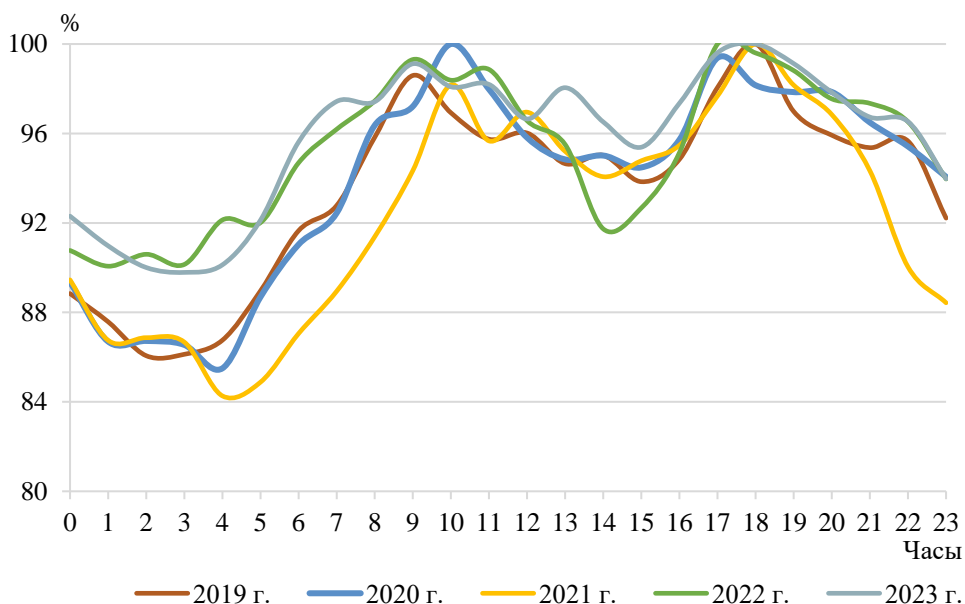


Рисунок 19 – Конфигурация зимних суточных графиков потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России (местное время)

На рисунке 20 представлена динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России в период ОЗП (январь, февраль, ноябрь и декабрь) 2019–2023 годов.

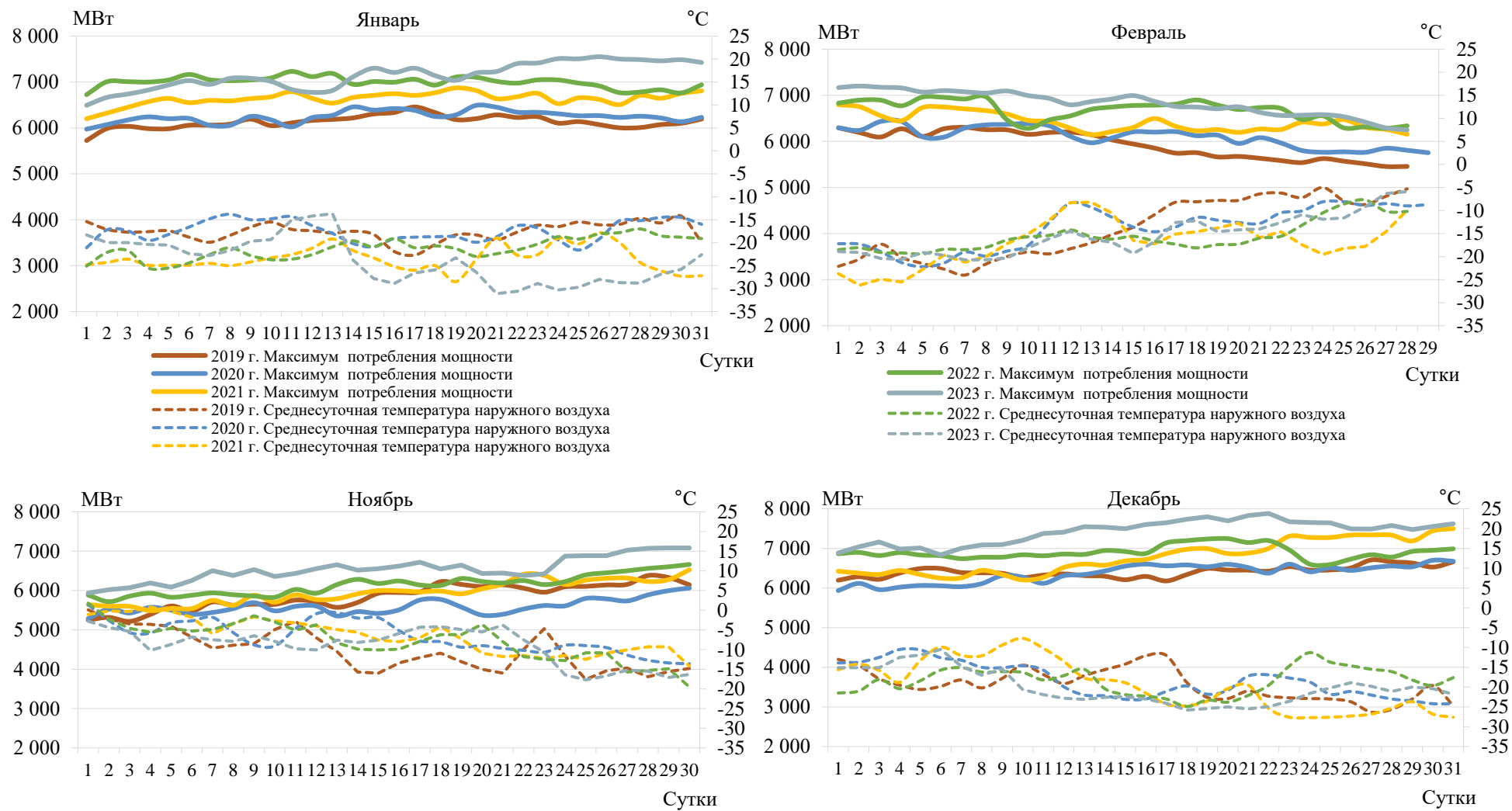


Рисунок 20 – Динамика изменения среднесуточных ТНВ и суточного максимального потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России

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 21 представлена конфигурация годовых графиков месячного максимума потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов.

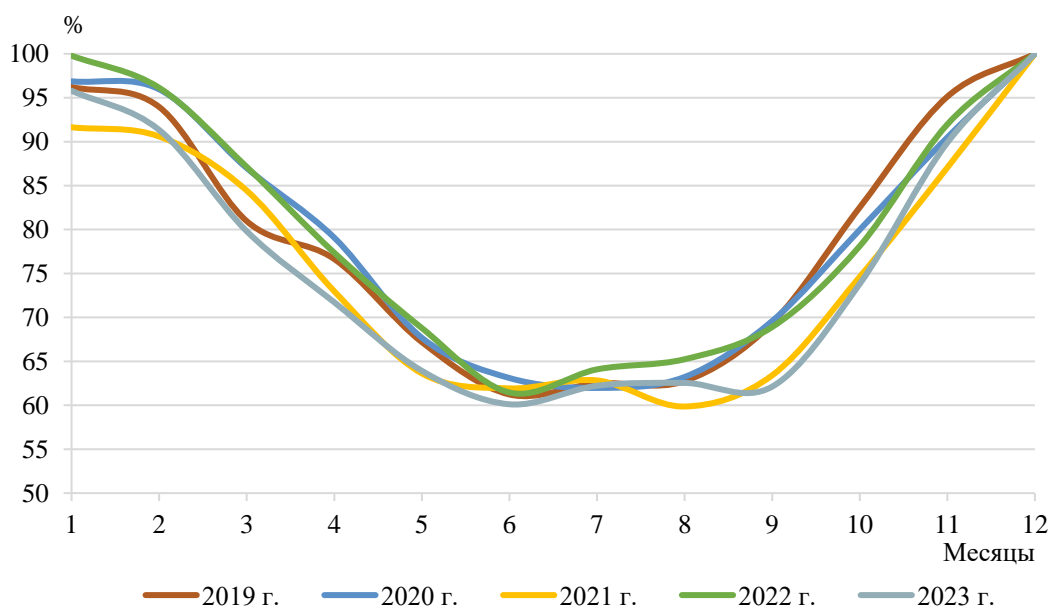


Рисунок 21 – Конфигурация годовых графиков месячного потребления мощности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов

Коэффициент годовой неравномерности 2-й синхронной зоны ЕЭС России за период 2019–2023 годов изменялся в диапазоне с 59,9–62,0 %. Как видно из рисунка 21, разуплотненный годовой режим за рассматриваемый отчетный период зафиксирован в 2021 году с неравномерностью 59,9 %. Наиболее плотный годовой режим наблюдался в 2020 году с неравномерностью 62,0 %.

2.2 Технологически изолированные территориальные электроэнергетические системы

Потребление электрической энергии по технологически изолированным электроэнергетическим системам за период 2019–2023 годов увеличилось на 1196 млн кВт·ч в сопоставимых территориальных границах и составило в 2023 году 15880 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста потребления электрической энергии за рассматриваемый период составил 1,58 %.

Сумма собственных максимальных электрических нагрузок технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем за период 2019–2023 годов увеличилась на 208 МВт в сопоставимых территориальных

границах и составила в 2023 году 2443 МВт. Среднегодовой темп прироста потребления мощности за рассматриваемый период составил 1,79 %.

При определении темпов прироста в сумме потребления электрической энергии и мощности ТИТЭС в 2018 году не учитывалось потребление мощности Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия), работающих с 2019 года в составе 2-й синхронной зоны ЕЭС России.

Основные характеристики режимов потребления электрической энергии по ТИТЭС за период 2019–2023 годов представлены ниже.

Электроэнергетическая система Магаданской области.

Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Магаданской области приведены в таблице 12 и на рисунках 22, 23. Показатели приведены с учетом электроснабжения присоединенных к электрической сети Магаданской области улусов Оймяконского района Республики Саха (Якутия).

Таблица 12 – Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Магаданской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2780	2843	2832	2901	3001
Годовой темп прироста, %	9,19	2,27	-0,39	2,44	3,45
Максимум потребления мощности, МВт	418	428	436	433	460
Годовой темп прироста, %	6,36	2,15	2,11	-0,69	6,24
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6651	6643	6495	6700	6524
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (местное), дд.мм чч:мм	22.02 10:00	24.01 11:00	21.10 20:00	13.12 17:00	06.12 13:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-30,0	-37,8	-17,6	-37,3	-39,4

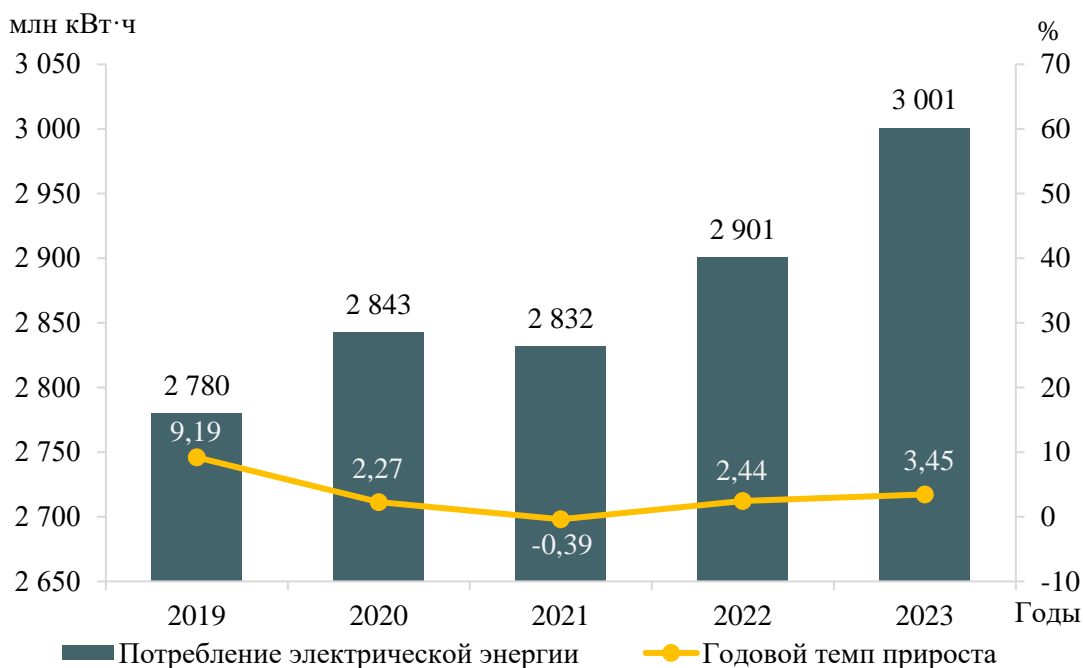


Рисунок 22 – Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области и годовые темпы прироста

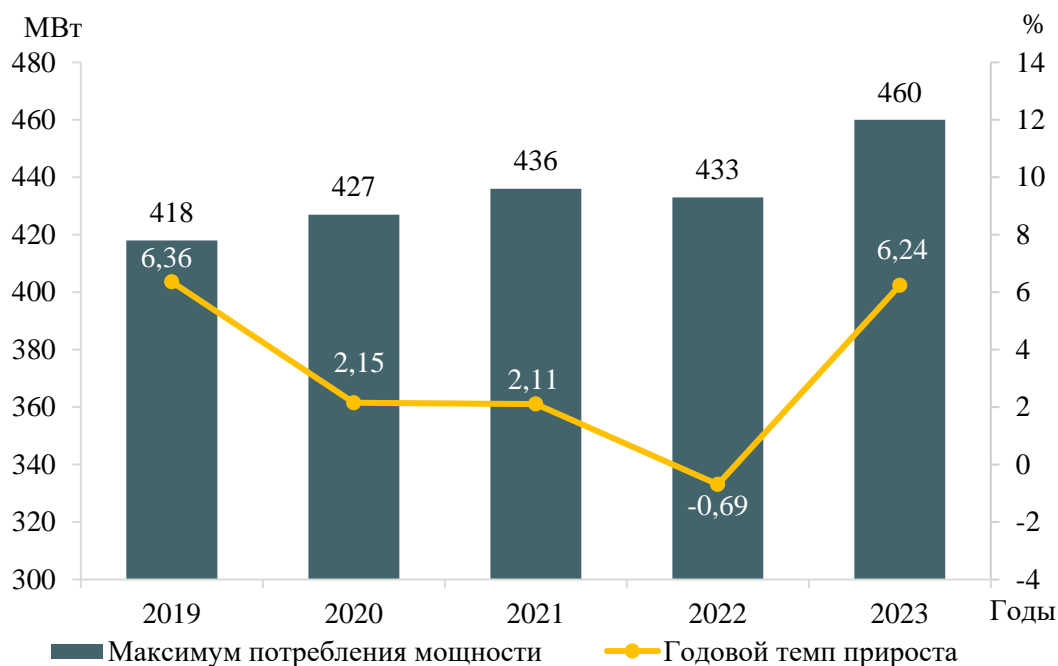


Рисунок 23 – Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии электроэнергетической системы Магаданской области увеличилось на 455 млн кВт·ч и составило в 2023 году 3001 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,34 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 9,19 % в 2019 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2021 году и имело отрицательное значение 0,39 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности электроэнергетической системы Магаданской области вырос на 67 МВт и составил 460 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,20 %. Рост максимума потребления мощности обусловлен главным образом вводом в эксплуатацию новых объектов предприятий золотодобывающего сектора.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,36 % в 2019 году; наибольшее снижение мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 0,69 %.

Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа.

Динамика потребления электрической энергии и мощности составляющих энергоузлов электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с выделением данных по энергоузлам приведена в таблице 13 и на рисунках 24–29. Максимум потребления мощности в целом по автономному округу определен суммированием максимумов потребления мощности рассматриваемых энергоузлов.

Показатели Чаун-Билибинского энергоузла приведены с учетом электроснабжения п. Черский Верхнеколымского района Республики Саха (Якутия).

Таблица 13 – Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа с выделением данных по энергоузлам

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
<i>Электроэнергетическая система Чукотского автономного округа</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	410,8	444,2	470,3	505,0	566,5
Годовой темп прироста, %	0,10	8,13	5,88	7,38	12,18
Максимум потребления мощности, МВт	67,8	81,7	83,7	92,7	93,8
Годовой темп прироста, %	2,42	20,50	2,45	10,75	1,18
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6058	5437	5619	5447	6039
<i>Чаун-Билибинский энергоузел</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	294,0	320,8	338,8	376,9	433,2
Годовой темп прироста, %	0,38	9,12	5,61	11,25	14,94
Доля потребления электрической энергии энергоузла в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	71,6	72,2	72,0	74,6	76,5
Потребление электрической энергии без учета электроснабжения поселка Черский	281,0	307,2	325,2	362,1	417,8
Годовой темп прироста, %	-4,06	9,32	5,86	11,35	15,38
Максимум потребления мощности, МВт	44,1	58,2	59,0	67,5	68,5
Годовой темп прироста, %	-0,90	31,97	1,37	14,41	1,48
Доля потребления мощности энергоузла в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	65,0	71,2	70,5	72,8	73,0
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6667	5512	5742	5583	6324
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (местное), дд.мм чч:мм	13.02 10:00	08.12 15:00	13.12 21:00	16.12 16:00	17.02 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-41,0	-6,9	-33,6	-20,5	-36,8
<i>Анадырский энергоузел</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	116,8	123,4	131,5	128,1	133,3
Годовой темп прироста, %	-0,60	5,65	6,56	-2,59	4,06
Доля потребления электрической энергии энергоузла в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	28,4	27,8	28,0	25,4	23,5
Максимум потребления мощности, МВт	23,7	23,5	24,7	25,2	25,3
Годовой темп прироста, %	9,22	-0,84	5,11	2,02	0,40
Доля потребления мощности энергоузла в электроэнергетической системе Чукотского автономного округа, %	35,0	28,8	29,5	27,2	27,0
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	4928	5251	5324	5083	5269
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (местное), дд.мм чч:мм	13.02 10:00	24.01 12:00	14.01 15:00	10.02 00:00	17.02 12:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-27,1	-25,7	-22,4	-24,7	-25,4

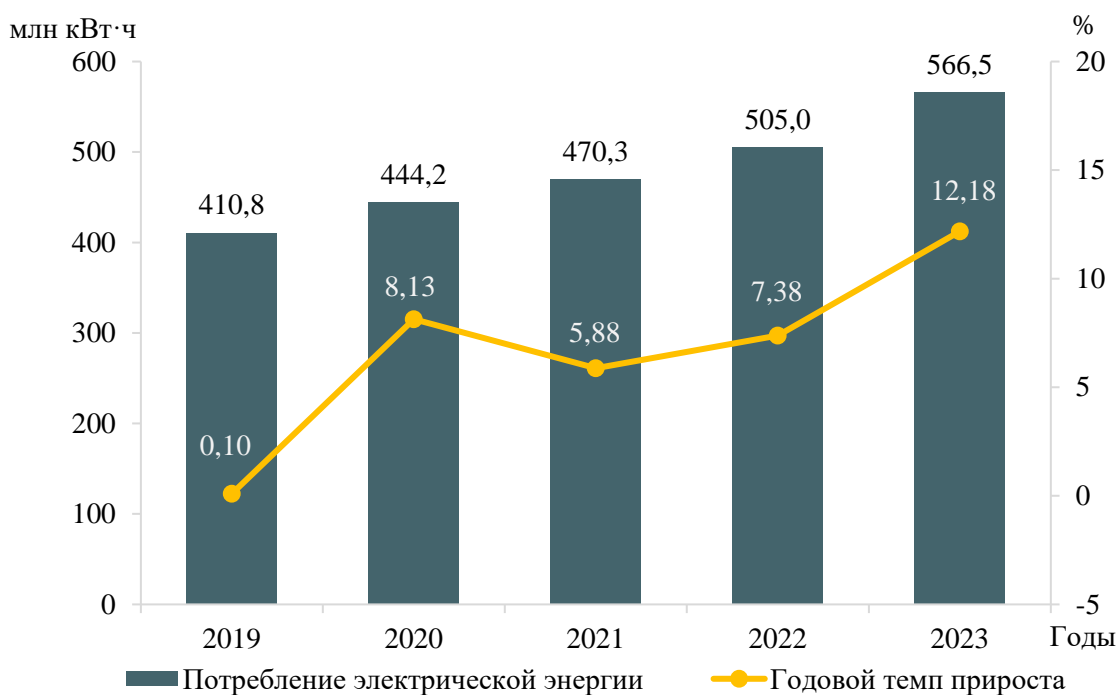


Рисунок 24 – Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и годовые темпы прироста

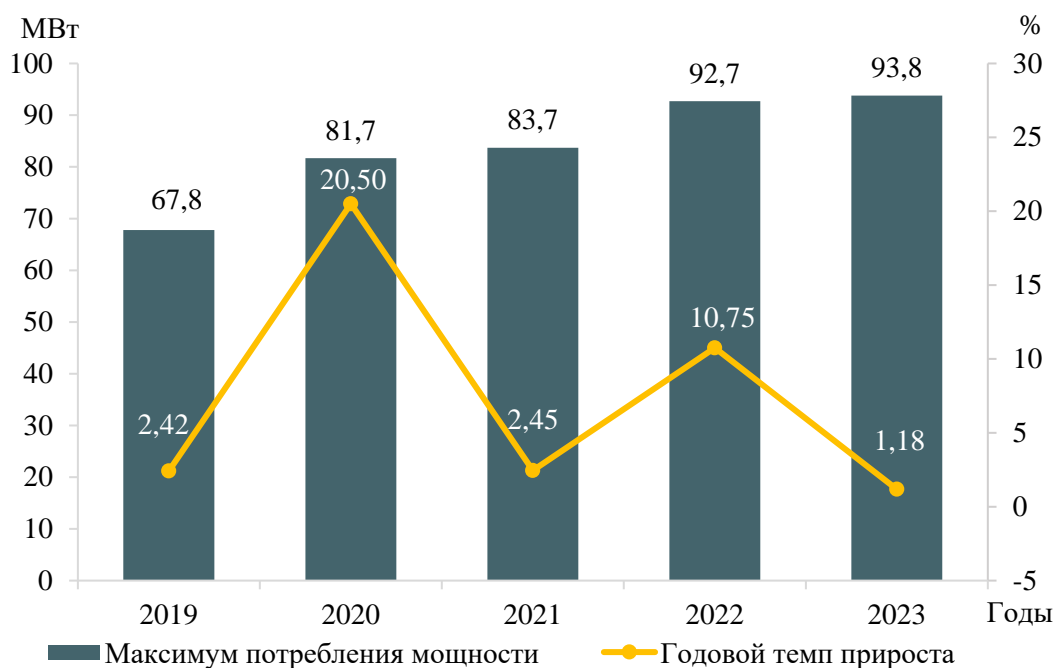


Рисунок 25 – Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электроэнергетической системы Чукотского автономного округа выросло на 156,1 млн кВт·ч и составило в 2023 году 566,5 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 6,66 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 12,18 % в 2023 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2019 году и составил 0,10 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности электроэнергетической системы Чукотского автономного округа вырос на 33,6 МВт и составил 93,8 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 7,22 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 20,50 % в 2020 году, который обусловлен в первую очередь вводом в эксплуатацию ПАТЭС в г. Певек и работой ее нагрузочных элементов в начальный период, а также вводом в эксплуатацию и набором мощности предприятиями золотодобывающего сектора, в частности, на месторождении «Кекура» и «Майское». Наименьший годовой прирост наблюдался в 2023 году и составил 1,18 %.

Ниже приведен анализ динамики потребления по энергоузлам электроэнергетической системы Чукотского автономного округа.

Чаун-Билибинский энергоузел.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии Чаун-Билибинского энергоузла выросло на 140,3 млн кВт·ч и составило 433,2 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 8,14 %. Рост потребления электрической энергии обусловлен началом освоения золоторудного месторождения «Кекура» и увеличением потребления на месторождении «Майское». Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 14,94 % в 2023 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2019 году и составил 0,38 %.

Доля Чаун-Билибинского энергоузла в суммарном потреблении электрической энергии электроэнергетической системы увеличилась с 71,6 % в 2019 году до 76,5 % в 2023 году (или на 4,9 процентных пункта).

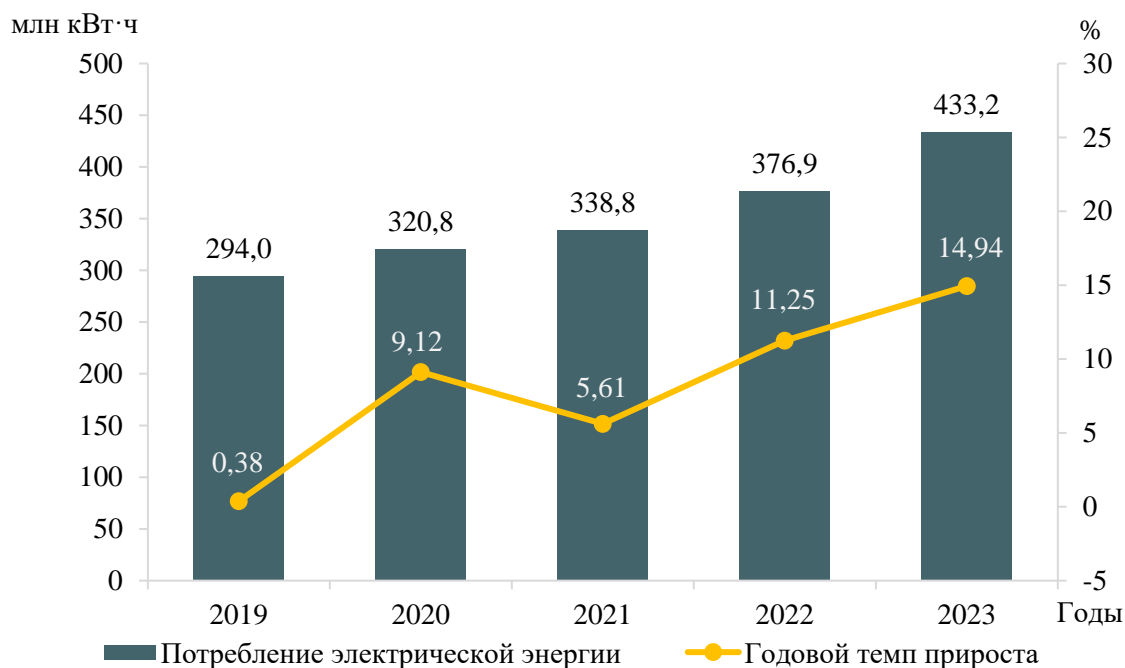


Рисунок 26 – Потребление электрической энергии Чаун-Билибинского энергоузла и годовые темпы прироста

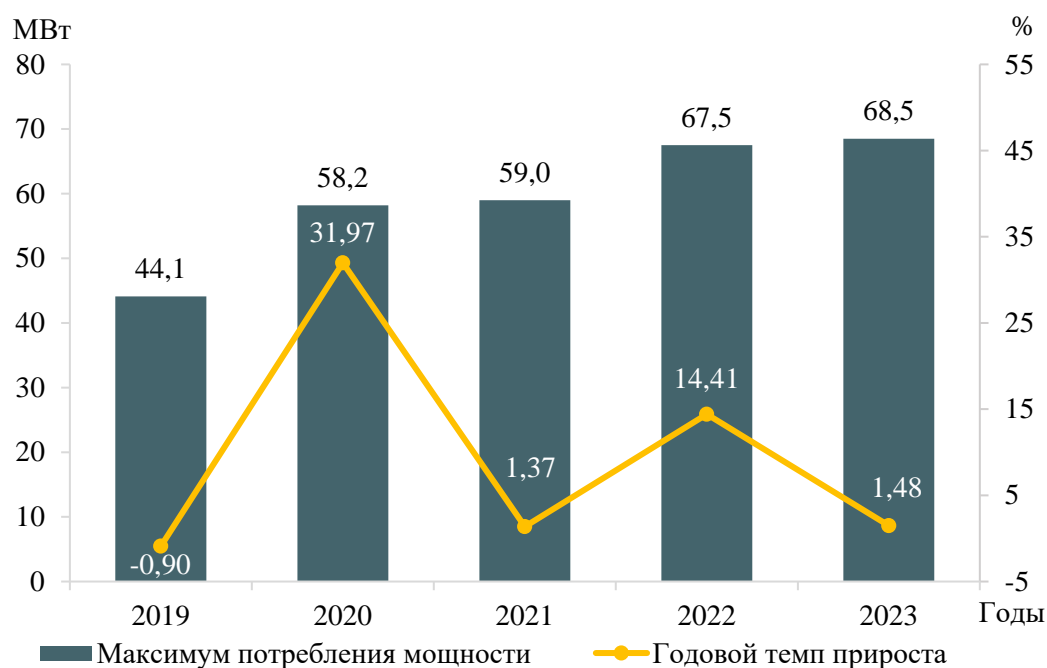


Рисунок 27 – Потребление мощности Чаун-Билибинского энергоузла и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности Чаун-Билибинского энергоузла вырос на 24,0 МВт и составил 68,5 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 9,01 %. Рост максимума потребления мощности обусловлен вводом в эксплуатацию ПАТЭС в г. Певек и работой ее нагрузочных элементов в начальный период, а также вводом в эксплуатацию и набором мощности новых объектов предприятиями золотодобывающего сектора, в частности, на месторождении «Кекура» и «Майское».

Максимумы потребления мощности энергоузла в таблице 13 приведены с учетом передачи в п. Черский Республики Саха (Якутия) мощности до 3,5 МВт. Чаун-Билибинский энергоузел характеризуется большой долей собственных нужд электростанций в потреблении мощности в связи с двойным превышением их установленной мощности над максимумом потребления.

Наибольший годовой прирост мощности составил 31,97 % в 2020 году; снижение годового прироста наблюдалось в 2019 году и имело отрицательное значение 0,90 %.

Доля Чаун-Билибинского энергоузла в суммарном потреблении мощности электроэнергетической системы увеличилась с 65,0 % в 2019 году до 73,0 % в 2023 году (или на 8 процентных пункта). Режим потребления энергии электроэнергетической системой Чукотского автономного округа определяется режимом работы золотодобывающих предприятий округа.

Анадырский энергоузел.

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии Анадырского энергоузла выросло на 15,8 млн кВт·ч и составило 133,3 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,56 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,56 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост зафиксирован в 2022 году и имел отрицательно значение 2,59 %.

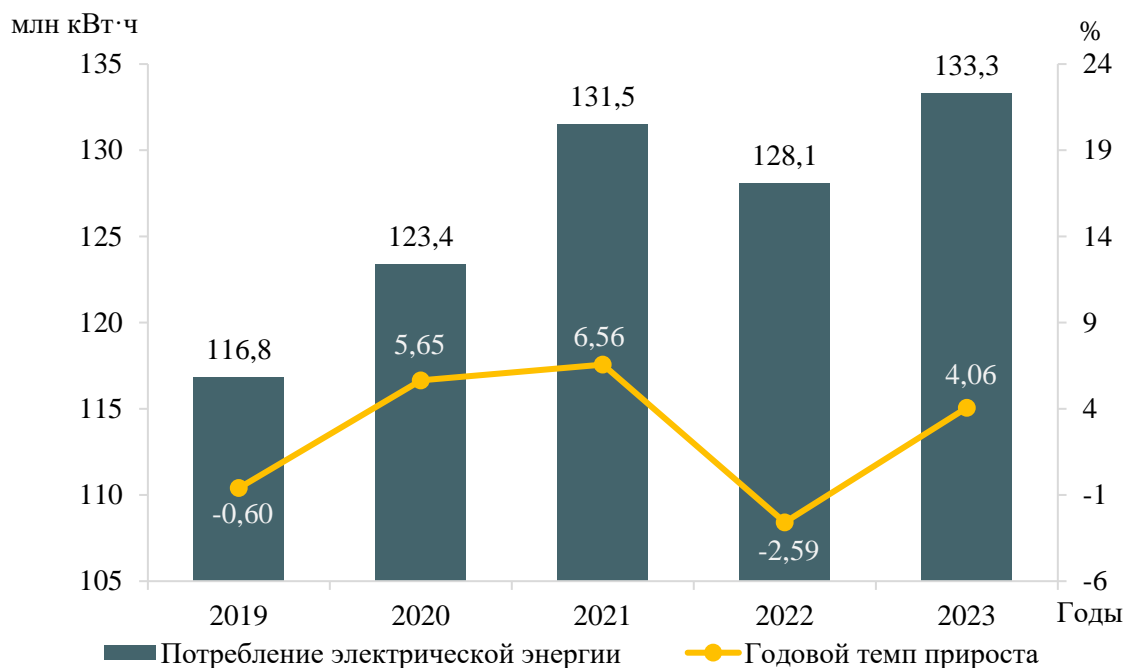


Рисунок 28 – Потребление электрической энергии Анадырского энергоузла и годовые темпы прироста

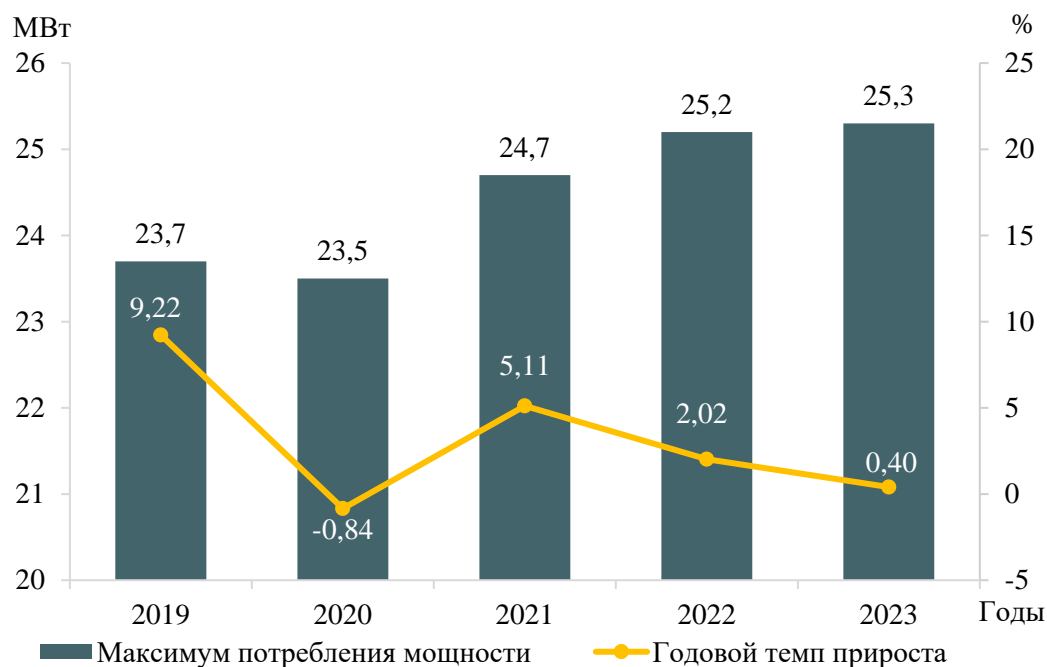


Рисунок 29 – Потребление мощности Анадырского энергоузла и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности Анадырского энергоузла вырос на 3,6 МВт и составил 25,3 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,11 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 9,22 % в 2019 году; наименьший годовой прирост наблюдался в 2020 году и имел отрицательное значение 0,84 %.

Электроэнергетическая система Камчатского края.

Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Камчатского края приведена в таблице 14 и на рисунках 30, 31.

Таблица 14 – Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Камчатского края

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	1531	1556	1584	1593	1654
Годовой темп прироста, %	2,61	1,63	1,80	0,57	3,83
Максимум потребления мощности, МВт	259	269	267	268	284
Годовой темп прироста, %	2,37	3,86	-0,74	0,37	5,97
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5911	5784	5933	5944	5824
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (местное), дд.мм чч:мм	31.12. 17:00	30.12. 19:00	31.12. 19:00	14.12. 19:00	27.12. 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-9,0	-8,4	-14,1	-4,4	-10,3

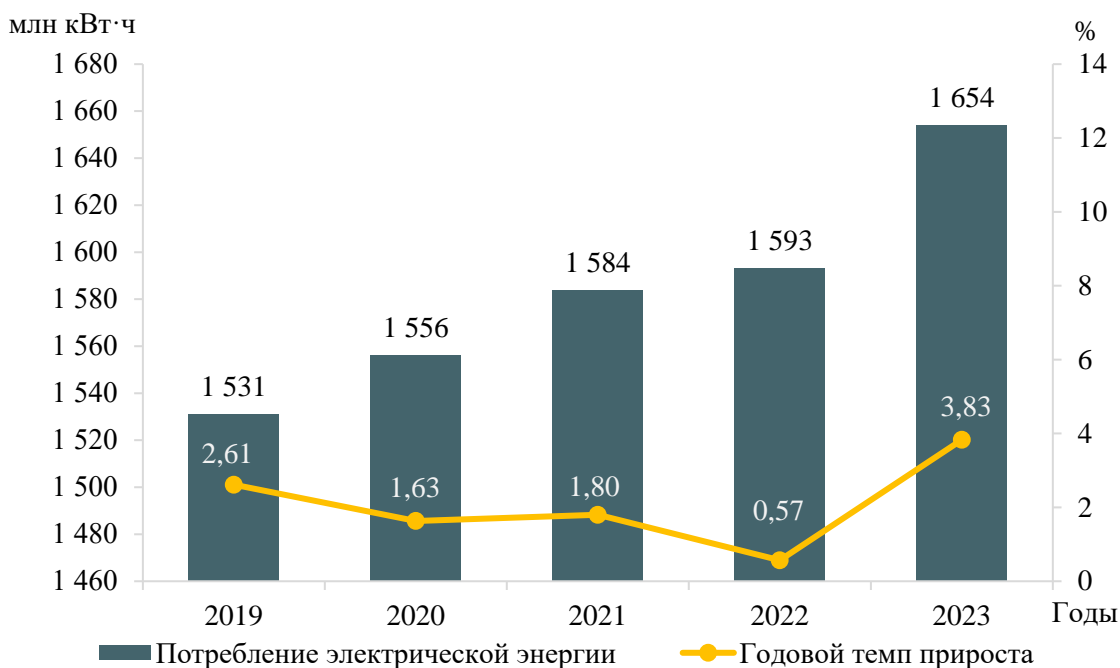


Рисунок 30 – Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Камчатского края и годовые темпы прироста

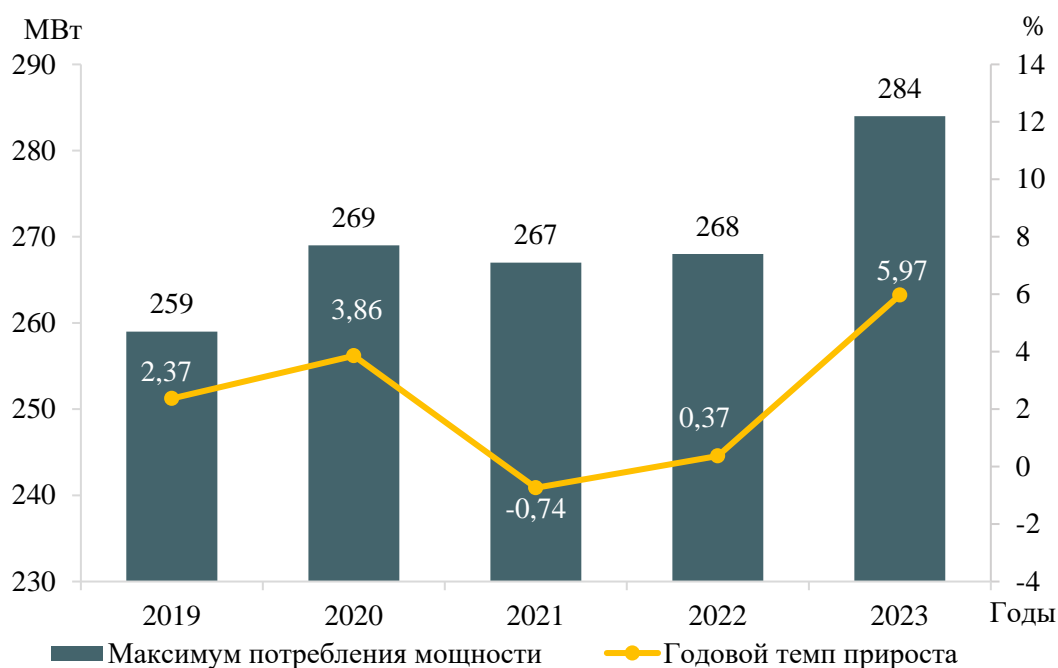


Рисунок 31 – Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Камчатского края и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии электроэнергетической системы Камчатского края увеличилось на 162 млн кВт·ч и составило в 2023 году 1654 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,08 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 3,83 % в 2023 году. Наименьший прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2022 году и составил 0,57 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности электроэнергетической системы Камчатского края вырос на 31 МВт и составил 284 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,34 %. Рост максимума потребления мощности обусловлен главным образом ростом потребления в обрабатывающих производствах.

Наибольший годовой прирост мощности составил 5,97 % в 2023 году; снижение мощности наблюдалось в 2021 году и имело отрицательное значение 0,74 %.

Электроэнергетическая система Сахалинской области.

Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Сахалинской области приведена в таблице 15 и на рисунках 32, 33.

Таблица 15 – Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Сахалинской области

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	2542	2609	2581	2626	2762
Годовой темп прироста, %	4,05	2,64	-1,07	1,74	5,18
Максимум потребления мощности, МВт	445	447	450	440	488
Годовой темп прироста, %	7,23	0,45	0,67	-2,22	10,91

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5712	5837	5736	5968	5660
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (местное), дд.мм чч:мм	31.12 19:00	31.12 19:00	31.12 19:00	21.12 19:00	31.12 19:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-5,4	-12,2	-13,4	-11,8	-15,8

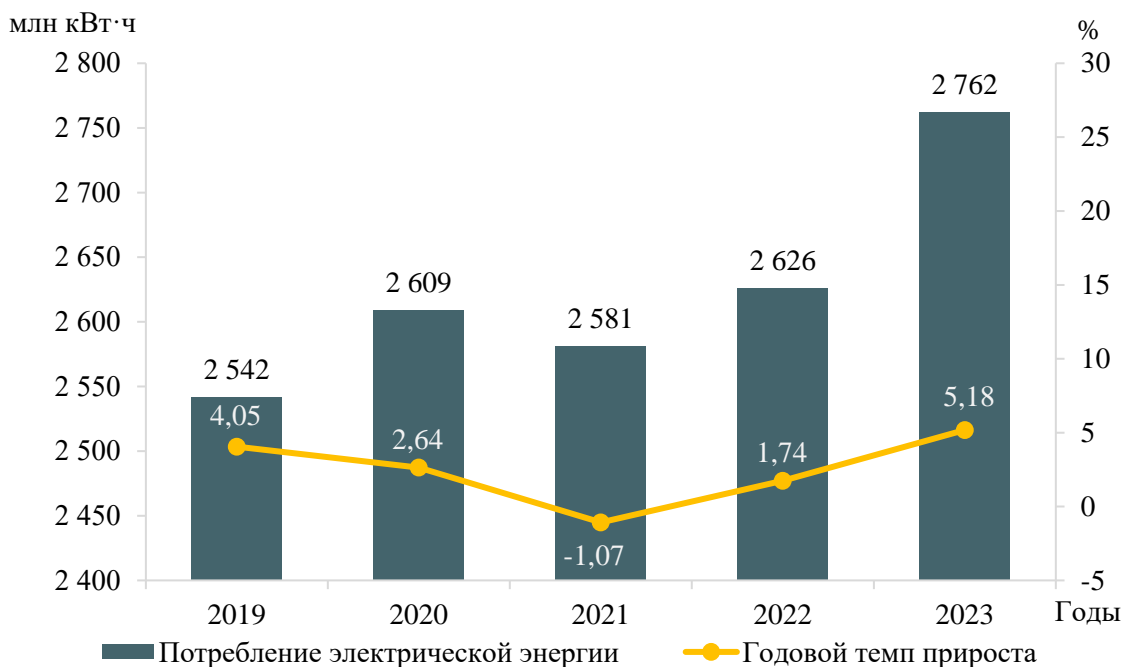


Рисунок 32 – Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области и годовые темпы прироста

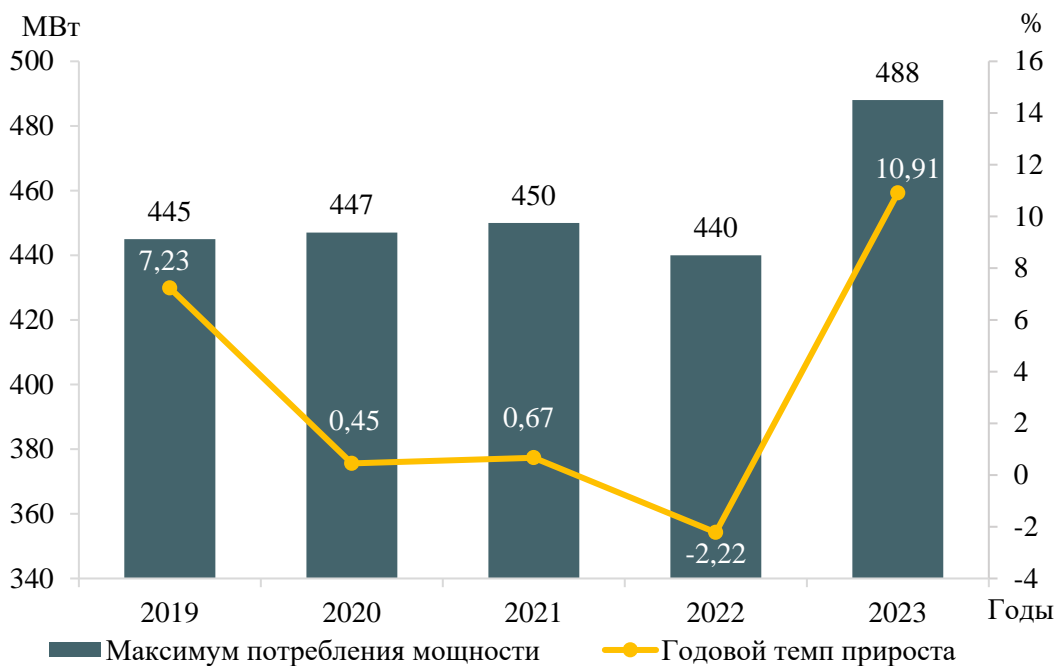


Рисунок 33 – Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии электроэнергетической системы Сахалинской области увеличилось на 319 млн кВт·ч и составило в 2023 году 2762 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,48 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 5,18 % в 2023 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2021 году и имело отрицательное значение 1,07 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности электроэнергетической системы Сахалинской области вырос на 73 МВт и составил 488 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,29 %. В отчетный период годовой максимум потребления мощности фиксировался только в вечерние часы третьей декады декабря.

Наибольший годовой прирост мощности составил 10,91 % в 2023 году, что обусловлено низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности и ростом потребления на предприятиях рыбопромышленного комплекса; наибольшее снижение мощности наблюдалось в 2022 году и имело отрицательное значение 2,22 %.

Электроэнергетическая система Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края.

Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края приведена в таблице 16 и на рисунках 34, 35.

Таблица 16 – Динамика потребления электрической энергии и мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7687	7621	7644	7872	7896
Годовой темп прироста, %	-1,35	-0,86	0,30	2,98	0,30
Максимум потребления мощности, МВт	1060	1082	1095	1091	1117
Годовой темп прироста, %	-1,49	2,08	1,20	-0,37	2,38
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7252	7043	6981	7215	7069
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК) дд.мм чч:мм	14.01 20:00	31.01 16:00	05.12 15:00	15.12 11:00	01.03 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	н/д	н/д	н/д	-20,7	-14,1

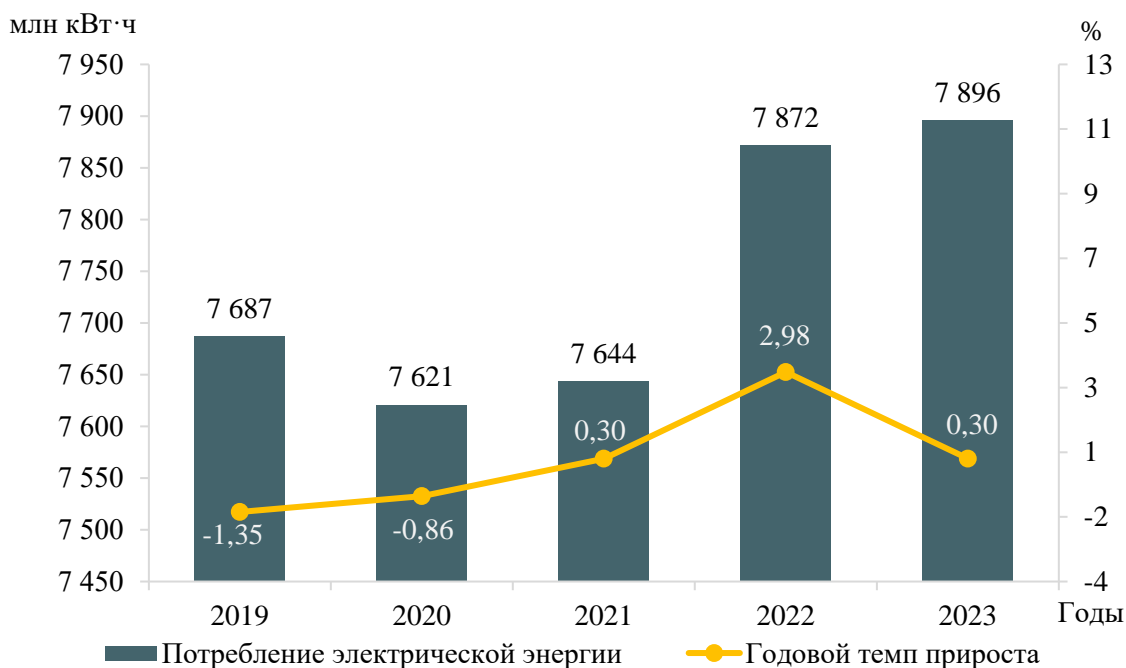


Рисунок 34 – Потребление электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края и годовые темпы прироста

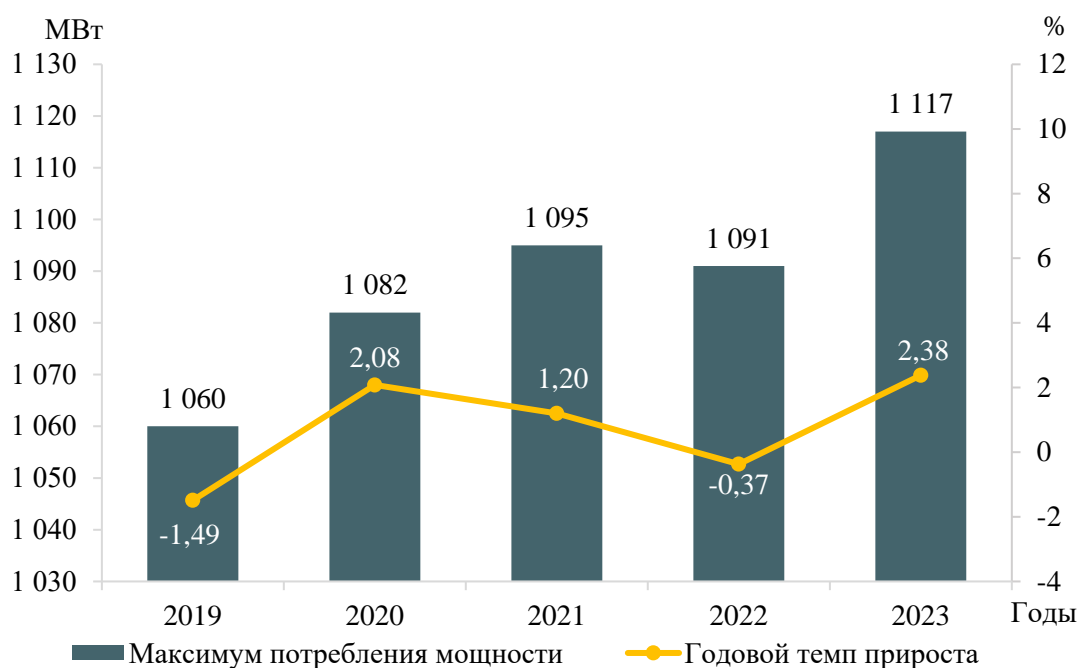


Рисунок 35 – Максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края увеличилось на 104 млн кВт·ч и составило в 2023 году 7896 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 0,27 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,98 % в 2022 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2019 году и имело отрицательное значение 1,35 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности электроэнергетической системы Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района, Туруханского района и городского округа г. Норильск Красноярского края вырос на 41 МВт и составил 1117 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,45 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 2,38 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности наблюдалось в 2019 году и имело отрицательное значение 1,49 %.

3 Экспорт и импорт электрической энергии и мощности

3.1 Показатели экспортных/импортных поставок электрической энергии и мощности в ретроспективный период

Объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности и энергии на выдачу из ЕЭС России за период 2019–2023 годов составили:

- 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;
- в 2023 году – 1983 МВт / 8728,2 млн кВт·ч.

Фактические объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности и энергии с указанием стран представлены в таблице 17.

Сальдо перетоков электрической мощности и энергии на выдачу из ЕЭС России за период 2019–2023 годов составило: в Финляндскую Республику (499–1310 МВт / 2617,7–8168,1 млн кВт·ч), Республику Монголия (20–246 МВт / 272,4–913,1 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 2019–2023 годов объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической мощности на выдачу из ЕЭС России в страны Балтии составили 282 МВт. В 2020–2023 годы сальдо перетоков мощности на прием в ЕЭС России составило 56–457 МВт. Объем межгосударственных сальдо перетоков электрической энергии в страны Балтии в период 2019–2021 годов составил 1299,7–4947 млн кВт·ч. Величина сальдо перетоков электрической энергии на прием в 2022–2023 годы составила 471,8–1009,1 млн кВт·ч.

Сальдо перетоков электрической мощности и энергии в Республику Беларусь в период 2019–2023 годов составило 70–464 МВт / 2,9–1255,6 млн кВт·ч.

Передача мощности и электрической энергии в энергосистему Украины в период 2019–2023 годов составила 714–932 МВт / 652,2–5497,6 млн кВт·ч.

Фактические экспортные поставки мощности и электрической энергии в Республики: Абхазию составили 111–343 МВт / 230,7–1107,5 млн кВт·ч, Грузию – 200,4–915,5 млн кВт·ч, Южную Осетию – 21–29 МВт / 145,9–157,5 млн кВт·ч.

Экспортные поставки мощности в Республику Казахстан в 2021–2023 годы составили 542–1492 МВт. Величина сальдо перетоков электрической мощности на прием в период 2019–2020 годов составила 197–300 МВт. Объемы межгосударственных сальдо перетоков электрической энергии на выдачу в период 2019–2023 годов составили 162,5–3693,1 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 17 – Фактические значения сальдо перетоков электрической мощности и энергии

Наименование	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 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	21193,8	1847	13311,5	1528	24111	4222	12285,0	3415	8728,2	1983
Финляндия	7023,4	499	2617,7	–	8168,1	1310	3235,7	1006	–	–
Финляндия (приграничный)	585,6	109	346,8	70	1057,7	75	416,1	183	–	–
Норвегия	92,6	–	31,9	–	31,0	–	0,05	–	–	–
Страны Балтии	4947	282	1672	-146	1299,7	-195	-471,8	-457	-1009,1	-56
Беларусь	2,9	224	316,7	464	1255,6	263	868,9	342	922,2	70
Украина	4373,6	714	4141	741	5497,6	932	652,2	913	–	–
Грузия	239,9	–	268	–	915,5	–	436,5	–	200,4	–
Азербайджан	-133,5	-76	-30,1	1	-3,2	12	-4,8	-31	-14,3	-13
Абхазия	230,7	–	306,4	199	807,4	249	1107,5	343	787	111
Южная Осетия	146,2	25	145,9	28	153,7	29	157,5	29	147,3	21
Казахстан	240,6	-197	162,5	-300	490,7	555	539,8	542	3693,1	1492
Монголия	345,6	20	272,4	123	463,4	126	657,1	38	913,1	246
Китай	3099,1	248	3060,3	348	3973,9	865	4690,3	506	3088,5	113

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 (-).

3.2 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 2025 году – 3885 МВт / 12178 млн кВт·ч;
- в 2026 году – 3885 МВт / 12181 млн кВт·ч;
- в 2027 году – 3885 МВт / 12184 млн кВт·ч;
- в 2028 году – 3885 МВт / 12187 млн кВт·ч;
- в 2029 году – 3885 МВт / 12189 млн кВт·ч;
- в 2030 году – 3885 МВт / 12189 млн кВт·ч;
- в 2031 году – 2535 МВт / 10559 млн кВт·ч;
- в 2032 году – 2535 МВт / 10561 млн кВт·ч;
- в 2033 году – 2545 МВт / 10563 млн кВт·ч;
- в 2034 году – 2545 МВт / 10565 млн кВт·ч;
- в 2035 году – 2545 МВт / 10567 млн кВт·ч;
- в 2036 году – 2545 МВт / 10569 млн кВт·ч;
- в 2042 году – 2545 МВт / 10580 млн кВт·ч.

По планам ПАО «Интер РАО» на период до 2042 года сохраняются традиционные направления экспортных поставок мощности и электрической энергии в Республику Монголия (345 МВт / 700–1000 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 в период 2025–2042 годов предусматриваются в объеме 100 МВт / 30 млн кВт·ч.

В период 2025–2042 годов предусматриваются поставки мощности и электрической энергии в республики: Грузию в объеме 400 МВт / 1700 млн кВт·ч, Южную Осетию – 40–50 МВт / 164–200 млн кВт·ч, Азербайджан – 300 МВт / 84–300 млн кВт·ч.

Экспортные поставки в Республику Казахстан в период 2025–2042 годов планируются в объеме: 350–2000 МВт / 3150–4700 млн кВт·ч.

В рассматриваемый период предусматривается экспорт мощности и электрической энергии в Китайскую Народную Республику в объеме 1000 МВт / 4500 млн кВт·ч.

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

В период 2025–2042 годов импортные поставки мощности и электрической энергии из Республики Монголия планируются в объеме 30 МВт / 40 млн кВт·ч.

Импортные поставки мощности и электрической энергии из Республики Казахстан в период 2025–2042 годов планируются в объеме 300–2000 МВт / 1020 млн кВт·ч.

Прогнозируемые объемы экспорта/импорта мощности и годовые объемы экспорта/импорта электрической энергии с указанием стран представлены в таблицах 18, 19.

Таблица 18 – Прогноз экспорта электрической энергии и мощности по ЕЭС России

Наименование	2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.		2029 г.		2030 г.		2031 г.		2032 г.		2033 г.		2034 г.		2035 г.		2036 г.		2042 г.	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	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	млн кВт·ч	МВт	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	12178	3885	12181	3885	12184	3885	12187	3885	12189	3885	12189	3885	10559	2535	10561	2535	10563	2545	10565	2545	10567	2545	10569	2545	10580	2545
Финляндия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Норвегия	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Страны Балтии	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Беларусь	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100	30	100	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	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400	1700	400
Южная Осетия	164	40	167	40	170	40	173	40	175	40	175	40	179	40	181	40	183	50	185	50	187	50	189	50	200	50
Азербайджан	84	–	84	–	84	–	84	–	84	–	84	–	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Казахстан	4700	2000	4700	2000	4700	2000	4700	2000	4700	2000	4700	2000	3150	350	3150	350	3150	350	3150	350	3150	350	3150	350	3150	350
Монголия	1000	345	1000	345	1000	345	1000	345	1000	345	1000	345	700	345	700	345	700	345	700	345	700	345	700	345	700	345
Китай	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000	4500	1000

Таблица 19 – Прогноз импорта электрической энергии и мощности по ЕЭС России

Наименование	2025 г.		2026 г.		2027 г.		2028 г.		2029 г.		2030 г.		2031 г.		2032 г.		2033 г.		2034 г.		2035 г.		2036 г.		2042 г.	
	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	Энергия	Мощность	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	млн кВт·ч	МВт	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	1144	2030	1144	2030	1144	2030	1144	2030	1144	2030	1144	2030	1160	330	1160	330	1160	330	1160	330	1160	330	1160	330	1160	330
Азербайджан	84	–	84	–	84	–	84	–	84	–	84	–	100	–	100	–	100	–	100	–	100	–	100	–	100	–
Казахстан	1020	2000	1020	2000	1020	2000	1020	2000	1020	2000	1020	2000	1020	300	1020	300	1020	300	1020	300	1020	300	1020	300	1020	300
Монголия	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30	40	30

4 Рациональная структура генерирующих мощностей

Формирование рациональной перспективной структуры генерирующих мощностей (далее – рациональная структура) выполняется в соответствии с требованиями Методических указаний по проектированию развития энергосистем [2], глава III, и осуществляется в два этапа:

1) определение состава генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством их сопоставления по критерию удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE);

2) определение масштабов развития генерирующих технологий, включаемых в рациональную структуру, посредством минимизации суммарных дисконтированных затрат на электроснабжение экономики (удовлетворение спроса на электрическую энергию и мощность).

Основными исходными данными для формирования рациональной структуры являются:

– исходные технико-экономические показатели и ограничения, подлежащие учету при формировании рациональной структуры, проведении технико-экономического обоснования и оценке ценовых и тарифных последствий реализации технических решений, утвержденные Минэнерго России (протокол от 31.05.2023 № СП-206пр) (далее – исходные условия);

– технико-экономические показатели типовых технических решений или конкретных проектов по сооружению генерирующих мощностей различных типов, предоставленные субъектами электроэнергетики в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];

– отчетные статистические данные, нормативные правовые акты и нормативно-справочная информация, информационно-аналитические материалы отечественных и зарубежных компаний;

– нормативный уровень балансовой надежности, используемый при разработке документов перспективного развития электроэнергетики, установленный Приказом Минэнерго России № 231 [4];

– Проект СиПР ЭЭС России [5] – в части принятых решений по развитию генерирующих мощностей и электрических сетей;

– прогноз потребления электрической энергии и мощности на долгосрочный период, одобренный Правительственной комиссией по вопросам развития электроэнергетики (протокол от 31.01.2024 № 1пр) (далее – долгосрочный прогноз потребления);

– прогнозные объемы экспорта электрической энергии и мощности по данным ПАО «Интер РАО».

Полный перечень исходных данных приведен в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [2], п. 47. Значения основных технико-экономических показателей, принятых при формировании рациональной структуры, приведены в таблице 20. Значения всех стоимостных показателей приведены в ценах 2023 года. Для ГЭС и ГАЭС приводятся средневзвешенные по установленной мощности значения для проектов, планируемых к реализации на соответствующих территориях. Территориальные коэффициенты удорожания капитальных затрат для ГЭС приняты в соответствии с Правилами определения цены на мощность, продаваемую по договорам о предоставлении мощности, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 238 [6]; для АЭС – в

соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1000 [7]; для ВИЭ – по данным субъектов электроэнергетики.

Таблица 20 – Значения основных технико-экономических показателей, принятых при формировании рациональной структуры

Наименование	Единица измерения	АЭС	ТЭС				ГЭС		ВИЭ		ГАЭС
			ПГУ	ГТУ	ПСУ (газ)	ПСУ (уголь)	Сибирь	Восток	ВЭС	СЭС	
Базовые удельные капитальные затраты	тыс. руб./кВт	221	134	124	154	260	154	240	97	65	147
Условно-постоянные затраты	тыс. руб./кВт/год	7,6	2,4	2,4	2,4	4,1	2,2	2,2	3,4	2,4	2,2
Удельный расход условного топлива											
в конденсационном режиме	г у.т./кВт·ч	–	240	346	320	353	–	–	–	–	–
в теплофикационном режиме	г у.т./кВт·ч	–	192	227	224	247	–	–	–	–	–
Топливные затраты	руб./кВт·ч	0,3	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Расход электрической энергии на собственные нужды	%	6,2	3,3	3,3	3,3	6,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Срок строительства	лет	10	4	2	4	4	8	9	1	1	7
Число часов использования установленной мощности	ч/год	7500	6500	2500	6500	6500	3670	4150	2500	1500	1500
Затраты на вывод из эксплуатации	тыс. руб./кВт	44	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Цена топлива на 2042 год											
ОЭС Центра	тыс. руб./т у.т.	–	6,91	6,91	6,91	4,89	–	–	–	–	–
ОЭС Северо-Запада	тыс. руб./т у.т.	–	6,40	6,40	6,40	–	–	–	–	–	–
ОЭС Юга	тыс. руб./т у.т.	–	6,97	6,97	6,97	–	–	–	–	–	–
ОЭС Средней Волги	тыс. руб./т у.т.	–	6,42	6,42	6,42	–	–	–	–	–	–
ОЭС Урала	тыс. руб./т у.т.	–	5,53	5,53	5,53	–	–	–	–	–	–
ОЭС Сибири	тыс. руб./т у.т.	–	–	–	–	2,77	–	–	–	–	–
ОЭС Востока	тыс. руб./т у.т.	–	–	–	–	5,65	–	–	–	–	–
Региональный коэффициент удорожания											
ОЭС Центра	о. е.	1,00	1,15	1,15	1,15	1,15	–	–	1,00	1,00	–
ОЭС Северо-Запада	о. е.	1,00	1,15	1,15	1,15	1,15	–	–	1,00	1,00	–
ОЭС Юга	о. е.	1,00	1,09	1,09	1,09	1,09	–	–	1,00	1,00	–
ОЭС Средней Волги	о. е.	1,04	1,22	1,22	1,22	1,22	–	–	1,00	1,00	–
ОЭС Урала	о. е.	1,04	1,24	1,24	1,24	1,24	–	–	1,07	1,00	–
ОЭС Сибири	о. е.	1,12	1,32	1,32	1,32	1,34	–	–	1,14	1,14	–
ОЭС Востока	о. е.	1,38	1,44	1,44	1,44	1,46	–	–	1,25	1,25	–

В соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2] формирование рациональной структуры производится по критерию общественной эффективности. При этом не учитываются:

- налоговые платежи;
- инфляция;
- стоимость заемных средств;
- рентабельность или иные показатели коммерческой эффективности;
- затраты на землеотвод.

Ставка дисконтирования принимается единой для всех типов технологий (проектов).

На первом этапе формирования рациональной структуры на основе исходных данных выполнены расчеты удельной дисконтированной стоимости производства электрической энергии (LCOE). Расчеты выполнены в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], пп. 50–52. Результаты расчетов сведены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчетные значения LCOE, руб./кВт·ч в ценах 2023 года

Группа технологий	Базовые				Пиковые			Негарантированные	
	АЭС	ПГУ	ПСУ (газ)	ПСУ (уголь)	ГЭС	ГТУ	ГАЭС	ВЭС	СЭС
ОЭС Центра	4,9	5,0	5,2	7,3	–	8,6	11,5	5,0	5,7
ОЭС Северо-Запада	4,9	4,9	5,0	–	–	8,4	10	5,0	5,7
ОЭС Юга	4,9	4,9	5,1	–	–	8,6	10,8	5,0	5,7
ОЭС Средней Волги	5,0	5,1	5,2	–	–	8,4	–	5,0	5,7
ОЭС Урала	5,0	4,9	4,9	–	–	8,5	–	5,3	5,7
ОЭС Сибири	5,4	–	–	7,1	5,3	–	–	5,5	6,3
ОЭС Востока	6,2	–	–	8,8	7,2	–	10,3	5,9	6,7
Без учета территории	4,9	4,6	4,8	5,9	–	7,8	–	5,0	5,7

В соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], п. 53, сопоставление генерирующих технологий по LCOE осуществляется внутри функциональных групп, то есть отдельно для базовой генерации, ТЭЦ, пиковой и негарантированной генерации. По результатам сопоставления для каждой энергозоны и каждой функциональной группы выделяются:

- основная технология, для которой значение LCOE минимально;
- конкурентоспособные технологии, к которым относят технологии со значениями LCOE, не более чем на 20 % превышающими LCOE основной технологии, либо, при отсутствии таковых, одну альтернативную технологию со значением LCOE, ближайшим к LCOE основной технологии;
- неконкурентоспособные технологии, для которых значения LCOE более чем на 20 % превышают LCOE базовой технологии.

По результатам выполненных расчетов можно отметить принципиально различные условия конкуренции генерирующих технологий для территорий европейской и азиатской части ЕЭС России.

Европейская часть ЕЭС России.

Для условий энергозон европейской части ЕЭС России в качестве основных технологий базовой генерации следует принять АЭС и ПГУ-КЭС. Значения LCOE

для указанных технологий составляют 4,9–5,1 руб./кВт·ч в зависимости от конкретной территории. Минимальная разница между АЭС и ПГУ-КЭС может быть перекрыта варьированием факторов неопределенности, включая прогнозные цены на газ и значения капитальных затрат. Для территорий с относительно низкой ценой газа (Северо-Запад, Урал) к основным также можно отнести технологию ПСУ-КЭС. Перечисленные основные технологии рекомендуются к включению в рациональную структуру, при этом наиболее эффективным представляется строительство новых АЭС для замещения выбывающих из эксплуатации энергоблоков действующих АЭС и для обеспечения прогнозируемого роста потребления электрической энергии и мощности на указанных территориях, а сооружение новых ПГУ-КЭС или ПСУ-КЭС – в первую очередь на площадках действующих ТЭС для предотвращения локальных дефицитов мощности или замещения выводимого из эксплуатации оборудования.

Значения LCOE ТЭЦ ниже, чем для технологий КЭС, что обусловлено эффективностью комбинированного производства электрической и тепловой энергии. Снижение LCOE ТЭЦ относительно LCOE КЭС составляет 0,2–0,5 руб./кВт·ч в зависимости от технологии и доли производства электрической энергии на тепловом потреблении. С учетом этого и в соответствии с исходными условиями рациональной структурой предусматривается сохранение установленной мощности ТЭЦ путем замены выбывающего из эксплуатации оборудования на аналогичное. Более интенсивное развитие ТЭЦ ограничено спросом на централизованно отпускаемую тепловую энергию.

Значения LCOE для проектов модернизации ТЭС с учетом принятых исходных условий на 20–30 % ниже LCOE нового строительства. Учитывая это, для генерирующего оборудования ТЭС, вырабатывающего один парковый ресурс, целесообразно рассматривать продление ресурса путем проведения модернизации.

Среди технологий пиковой (резервной) генерации рассматривалась конкуренция ГТУ и ГАЭС. Разница значений LCOE для ГТУ и отдельных проектов ГАЭС определяется в основном разницей проектного числа часов использования установленной мощности. При его значении 1500 ч/год наиболее эффективным видом пиковой генерации является ГАЭС (LCOE ГАЭС – 12 руб./кВт·ч, LCOE ГТУ – 12,6 руб./кВт·ч). Следует отметить, что величина LCOE ГАЭС получена в предположении, что покупка энергии на заряд ГАЭС осуществляется по нулевым ценам, что соответствует ситуации дефицита регулировочного диапазона. С учетом этого, для дальнейших расчетов предлагается принять обе рассматриваемые технологии.

Выбор технологий в группе негарантированной генерации определяется территориальными погодными-климатическими условиями. Необходимо отметить, что для энергосистем европейской части определяющим балансовым ограничением является баланс мощности, поэтому при размещении негарантированной генерации следует учитывать мероприятия по резервированию.

Энергозоны Сибири и Дальнего Востока ЕЭС России.

В соответствии с исходными условиями строительство новых ТЭС на газовом топливе для энергозон Сибири и Дальнего Востока ЕЭС России не рассматривается. В связи с этим условия конкуренции генерирующих технологий значительно меняются.

Основной среди технологий базовой генерации следует принять АЭС. LCOE угольных КЭС более чем на 20 % превышают LCOE АЭС. При этом, с учетом

относительно высоких прогнозируемых темпов роста потребления электрической энергии и мощности, сооружение новых угольных КЭС или ТЭЦ (при наличии спроса на тепловую энергию) может быть обосновано при невозможности сооружения новых АЭС в требуемом объеме.

Для развития пиковой (резервной) генерации наиболее эффективным решением является развитие ГЭС (в ЭЭС Приморского края – ГАЭС). Значения LCOE ГЭС в рассматриваемых энергозонах сопоставимо с LCOE АЭС.

Учитывая наличие дефицита электрической энергии и ограничений по темпам строительства новых АЭС, для рассматриваемых зон обосновано развитие технологий негарантированной генерации.

Масштабы развития (объемы ввода в эксплуатацию) отобранных по критерию LCOE основных и конкурентоспособных технологий определяются на втором этапе формирования рациональной структуры путем выполнения комплексных модельных расчетов в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], пп. 58–63. В ходе данных расчетов последовательно формируются различные варианты структуры генерирующих мощностей и для каждого варианта осуществляется моделирование режимов работы ЭЭС России на почасовых интервалах с использованием агрегированной модели ЭЭС России в составе 13 энергозон, представленной на рисунке 36. При этом учитываются:

- прогнозные графики потребления мощности по энергозонам, разработанные в соответствии с долгосрочным прогнозом потребления с учетом планируемого экспорта;
- балансовые ограничения и пропускная способность межзональных связей;
- принятые к реализации мероприятия в соответствии с Проектом СиПР ЭЭС России [5];
- исходные условия и предельные объемы ввода в эксплуатацию генерирующих мощностей по типам технологии;
- вероятностный характер ряда показателей (факторы неопределенности).

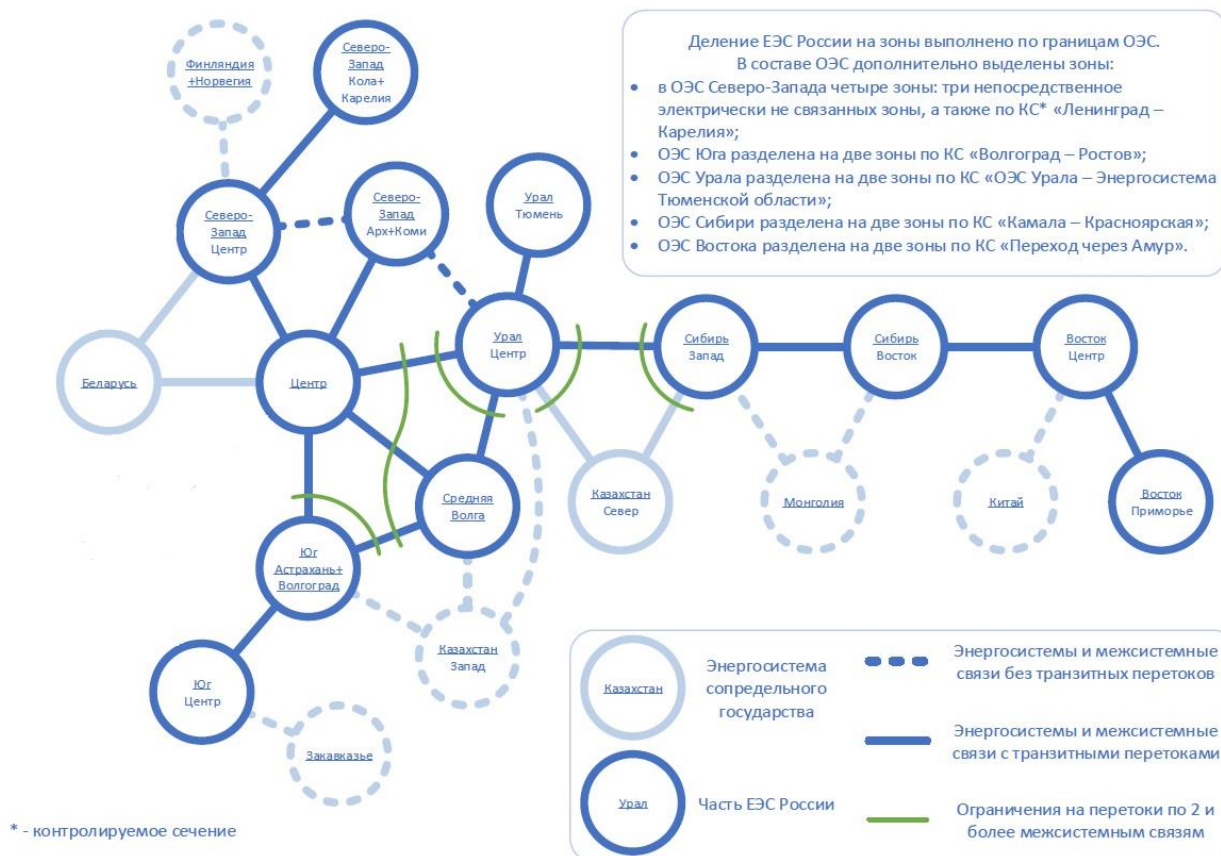


Рисунок 36 – Агрегированная модель ЕЭС России

По результатам расчетов для каждого варианта структуры генерирующих мощностей определяется величина суммарных дисконтированных затрат, которая в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [2], п. 59, установлена как критерий оптимизации. Для дальнейшей реализации в Генеральной схеме рекомендуется вариант с минимальным значением суммарных дисконтированных затрат.

По результатам формирования рациональной структуры рекомендуются следующие направления развития генерирующих мощностей:

1) развитие АЭС как наиболее эффективного вида базовой генерации принимается в объеме проектов, заявленных Госкорпорацией «Росатом», с учетом производственных возможностей атомного энергопромышленного комплекса. Суммарные объемы вывода из эксплуатации на АЭС в период 2031–2042 годов (без учета запланированных в Проекте СиПР ЭЭС России [5]) планируются величиной 8337 МВт, ввода в эксплуатацию – 24905 МВт. Наибольший приоритет следует обеспечить для проектов АЭС в ОЭС Сибири и Востока в связи с дефицитом базовых мощностей;

2) развитие ГЭС принимается в объеме приоритетных проектов ГЭС в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока с учетом проектов противопаводковых ГЭС. Реализация указанных проектов позволит обеспечить надежное электроснабжение в соответствующих регионах с учетом освоения их промышленного потенциала, а также электрификации и расширения транспортных коридоров. Полученной рациональной структурой обоснована реализация проектов Ленинградской и Приморской ГАЭС, а также, с учетом необходимости

предотвращения локальных дефицитов мощности и обеспечения требуемого уровня балансовой надежности, проектов ГАЭС в ОЭС Юга. Суммарные объемы ввода в эксплуатацию по указанным проектам ГЭС в период 2031–2042 годов составляют 3965 МВт, ГАЭС – 2700 МВт;

3) развитие ВИЭ с учетом их технико-экономических показателей, гарантированной нагрузки и участия в перспективных балансах электрической энергии в период 2031–2042 годов обосновано в объеме новых вводов 10363,6 МВт;

4) объемы развития ТЭС как замыкающих мощностей определяются условием обеспечения нормативного уровня балансовой надежности в энергозонах, а также необходимостью предотвращения локальных дефицитов мощности внутри энергозон. С учетом выполненных расчетов основным направлением развития ТЭС целесообразно принять модернизацию и технологическое обновление с сохранением мощности действующих объектов, в первую очередь ТЭЦ. При соблюдении исходных условий в части неснижения установленной мощности ТЭЦ и критериев вывода из эксплуатации генерирующего оборудования суммарные объемы вывода из эксплуатации на ТЭС в период 2031–2042 годов составят 31670,9 МВт, ввода в эксплуатацию – 22196,6 МВт. Модернизация генерирующего оборудования ТЭС в указанный период планируется в объеме 45657 МВт, в том числе: ТЭЦ – 30640 МВт, КЭС – 15017 МВт. С учетом требований Методических указаний по проектированию развития энергосистем [2], глава IV, при выборе мест размещения нового генерирующего оборудования ТЭС в целях минимизации затрат, в том числе на необходимую инфраструктуру и схему выдачи мощности, целесообразно отдавать предпочтение высвобождающимся при демонтаже оборудования площадкам действующих ТЭС.

На основе полученной рациональной структуры с учетом мероприятий, предусмотренных схемой и программой развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы, сформирован состав мероприятий по развитию генерирующих мощностей на период до 2042 года.

Снижение установленной мощности действующих электростанций электроэнергетических систем России в связи с выводом атомных и тепловых электростанций к 2042 году прогнозируется в объеме 45189,9 МВт, в том числе: в ЕЭС России – 44550,2 МВт, в ТИТЭС – 639,7 МВт.

На АЭС в период до 2042 года планируется вывод из эксплуатации атомных энергоблоков: РБМК-1000, ВВЭР-440, ЭГП-6 в объеме 10373 МВт, в том числе в период 2025–2030 годов – 2036 МВт, в период 2031–2042 годов – 8337 МВт.

Вывод из эксплуатации на ТЭС в период до 2042 года прогнозируется в объеме 34816,9 МВт, в том числе: в ЕЭС России – 34213,2 МВт, в ТИТЭС – 603,7 МВт. В указанный объем включено оборудование ТЭС на базе ГТУ иностранного производства, для которого в связи с санкционными ограничениями на поставку комплектующих отсутствует возможность продления ресурса.

Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях электроэнергетических системах России приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Объемы вывода из эксплуатации генерирующего оборудования на электростанциях электроэнергетической системы России, МВт

Наименование	2025–2030 гг.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037–2042 гг.	2025–2042 гг.
ЭЭС России, всего	5182	9154,9	2781	1016,6	2675,9	2173,7	3789,9	18415,9	45189,9

Наименование	2025– 2030 гг.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037– 2042 гг.	2025– 2042 гг.
АЭС	2036	1000	1417	–	1000	1000	1000	2920	10373
ГЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	3146	8154,9	1364	1016,6	1675,9	1173,7	2789,9	15495,9	34816,9
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ЕЭС России, всего	5100,4	8830,3	2706	1010,1	2638,9	2173,7	3789,9	18300,9	44550,2
АЭС	2000	1000	1417	–	1000	1000	1000	2920	10337
ГЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	3100,4	7830,3	1289	1010,1	1638,9	1173,7	2789,9	15380,9	34213,2
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1-я синхронная зона, всего	3955,4	8506	2706	1010,1	2638,9	2123,7	3688,8	17868,9	42497,8
АЭС	2000	1000	1417	–	1000	1000	1000	2920	10337
ГЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	1955,4	7506	1289	1010,1	1638,9	1123,7	2688,8	14948,9	32160,8
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
2-я синхронная зона, всего	1145	324,3	–	–	–	50	101,1	432	2052,3
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	1145	324,3	–	–	–	50	101,1	432	2052,3
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТИТЭС, всего	81,6	324,7	75	6,5	37	–	–	115	639,7
АЭС	36	–	–	–	–	–	–	–	36
ГЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	45,6	324,7	75	6,5	37	–	–	115	603,7
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Основным направлением развития атомных электростанций является внедрение энергоблоков с реакторами типа ВВЭР-ТОИ, ВВЭР-оптим, ВВЭР-С. Также планируется:

- сооружение инновационного энергоблока с реактором типа БН-1200М на Белоярской АЭС, энергоблока БРЕСТ-ОД-300 в городе Северск Томской области;

- освоение технологий замкнутого ядерного цикла с внедрением энергоблоков типа РБН;

- сооружение модернизированных плавучих энергоблоков РИТМ-200С в Чукотском автономном округе;

- реализация проектов по сооружению атомных электростанций малой мощности на базе реакторной установки РИТМ-200Н в поселке Усть-Куйга в Республике Саха (Якутия) и на базе реакторной установки Шельф-М в Иультинском районе в Чукотском автономном округе.

Объем вводов в эксплуатацию новых энергоблоков АЭС в электроэнергетических системах России до 2042 года прогнозируется на уровне 28755 МВт.

Наибольшие масштабы развития АЭС предусматриваются в ОЭС Центра (8400 МВт). Вместе с тем в период до 2042 года предусмотрены масштабы развития

АЭС: в ОЭС Урала – 5015 МВт, ОЭС Сибири – 5320 МВт, ОЭС Северо-Запада – 4100 МВт, ОЭС Юга – 2400 МВт и ОЭС Востока – 3200 МВт.

Кроме того, в период до 2042 года планируется сооружение АЭС на территориях, не связанных с ЭЭС России в объеме 544 МВт.

Объем вводов в эксплуатацию новых ГЭС и ГАЭС до 2042 года прогнозируется на уровне 7754,9 МВт, в том числе: ГЭС – 4214,9 МВт, ГАЭС – 3540 МВт.

Объем вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования ТЭС до 2042 года составит 35025,7 МВт, в том числе: в ЕЭС России – 34106,7 МВт, в ТИТЭС – 919 МВт.

Объем вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования, функционирующего на основе возобновляемых источников энергии в период до 2042 года составляет 16587,5 МВт, в том числе: в период 2025–2030 годов 6223,8 МВт, в период 2031–2042 годов – 10363,6 МВт. Всего в части развития ВИЭ до 2030 года планируется ввод в работу 6223,8 МВт ВЭС и СЭС, в том числе 4523,8 МВт по уже определенным проектам электростанций в рамках программы поддержки развития таких источников электрической энергии.

Наибольшие масштабы развития ВИЭ предусматриваются в ОЭС Сибири в объеме 5439,8 МВт на СЭС. Вместе с тем в период до 2042 года предусмотрены масштабы развития ВИЭ:

- ОЭС Северо-Запада – 1500 МВт на ВЭС;
- ОЭС Центра – 1000,2 МВт на ВЭС;
- ОЭС Юга – 2391,1 МВт, в том числе: ВЭС – 1876,1 МВт, СЭС – 514,9 МВт;
- ОЭС Средней Волги – 3480,4 МВт, в том числе: ВЭС – 2989,5 МВт, СЭС – 490,9 МВт;
- ОЭС Урала – 576 МВт, в том числе: ВЭС – 500 МВт, СЭС – 76 МВт;
- ОЭС Востока – 2200 МВт; в том числе: ВЭС – 1500 МВт, СЭС – 700 МВт.

Общий объем вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования в период 2025–2042 годов прогнозируется в объеме 88123,1 МВт.

Планируемые объемы и структура ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования на электростанциях электроэнергетических систем России с детализацией по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Планируемые объемы и структура ввода в эксплуатацию генерирующего оборудования на электростанциях электроэнергетических систем России с детализацией по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС, МВт

Наименование	2025–2030 гг.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037–2042 гг.	2025–2042 гг.
ЭЭС России, всего	23992,9	9335,1	5334	3794,2	5974,9	4579,1	4770,9	30341,8	88123,1
АЭС	3850	1200	1230	2200	2530	2800	2480	12465	28755
ГЭС	249,9	565	800	170	630	440	392	968	4214,9
ГАЭС	840	930	1170	–	600	–	–	–	3540
ТЭС	12829,2	5522	1495,9	806,1	1384,8	509	958,8	11520	35025,7
газ	8220,2	3309	1023,9	221,1	1116,8	203	730,8	7874,9	22699,7
уголь	4182	2165	472	585	268	306	228	3645,1	11851,1
прочее	427	48	–	–	–	–	–	–	475
ВЭС	3938,2	743,2	293,2	293,2	293,2	293,2	493,2	3018,3	9365,9
СЭС	2285,6	374,9	344,9	324,9	536,9	536,9	446,9	2370,6	7221,6
ЕЭС России, всего	23639,9	9041,1	5134	3794,2	5857,9	4579,1	4690,9	30146,8	86884,1
АЭС	3850	1200	1150	2200	2450	2800	2400	12385	28435

Наименование	2025–2030 гг.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037–2042 гг.	2025–2042 гг.
ГЭС	249,9	565	800	170	630	440	392	968	4214,9
ГАЭС	840	930	1170	–	600	–	–	–	3540
ТЭС	12476,2	5228	1375,9	806,1	1347,8	509	958,8	11405	34106,7
газ	8047,2	3158	903,9	221,1	1091,8	203	730,8	7874,9	22230,7
уголь	4002	2070	472	585	256	306	228	3530,1	11449,1
прочее	427	–	–	–	–	–	–	–	427
ВЭС	3938,2	743,2	293,2	293,2	293,2	293,2	493,2	3018,3	9365,9
СЭС	2285,6	374,9	344,9	324,9	536,9	536,9	446,9	2370,6	7221,6
1-я синхронная зона, всего	17974,9	8541,1	4734,0	2794,2	5257,9	3579,1	4298,9	27748,8	74929,1
АЭС	3850	1200	1150	1200	2450	1800	2400	11185	25235
ГЭС	145,9	565	400	170	630	440	–	–	2350,9
ГАЭС	840	930	1170	–	–	–	–	–	2940
ТЭС	8615,2	5228	1375,9	806,1	1347,8	509	958,8	11175	30015,8
газ	5361,2	3158	903,9	221,1	1091,8	203	730,8	7754,9	19424,7
уголь	2827	2070	472	585	256	306	228	3420,1	10164,1
прочее	427	–	–	–	–	–	–	–	427
ВЭС	2938,2	243,2	293,2	293,2	293,2	293,2	493,2	3018,3	7865,9
СЭС	1585,6	374,9	344,9	324,9	536,9	536,9	446,9	2370,6	6521,6
2-я синхронная зона, всего	5665	500	400	1000	600	1000	392	2398	11955
АЭС	–	–	–	1000	–	1000	–	1200	3200
ГЭС	104	–	400	–	–	–	392	968	1864
ГАЭС	–	–	–	–	600	–	–	–	600
ТЭС	3861	–	–	–	–	–	–	230	4091
газ	2686	–	–	–	–	–	–	120	2806
уголь	1175	–	–	–	–	–	–	110	1285
прочее	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ВЭС	1000	500	–	–	–	–	–	–	1500
СЭС	700	–	–	–	–	–	–	–	700
ТИТЭС, всего	353	294	200	–	117	–	80	195	1239
АЭС	–	–	80	–	80	–	80	80	320
ГЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	353	294	120	–	37	–	–	115	919
газ	173	151	120	–	25	–	–	–	469
уголь	180	95	–	–	12	–	–	115	402
прочее	–	48	–	–	–	–	–	–	48
ВЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Прирост мощности на электростанциях электроэнергетических систем России в результате проведения мероприятий по реконструкции (модернизации) существующего генерирующего оборудования к 2042 году ожидается в объеме 1065,8 МВт.

С учетом изложенного к 2042 году прогнозируется следующая возрастная структура генерирующего оборудования на ТЭС электроэнергетических систем России: суммарная установленная мощность генерирующего оборудования на ТЭС, введенного в эксплуатацию до 1961 года, составит 1848,5 МВт, введенного в эксплуатацию в 1961–1970 годах – 15744,7 МВт, в 1971–1980 годах – 29319,4 МВт,

в 1981–1990 годах – 30451,8 МВт, в 1991–2020 годах – 52525,4 МВт, в 2021–2030 годах – 16964,6 МВт, в 2031–2042 годах – 22196,6 МВт.

Суммарная установленная мощность электростанций электроэнергетических систем России с учетом прогнозируемой динамики установленной мощности действующих электростанций и указанных объемов ввода в эксплуатацию нового генерирующего оборудования к 2042 году составит 298944,4 МВт, в том числе: АЭС – 47031 МВт, ГЭС – 56072,6 МВт, ГАЭС – 4898,9 МВт, ТЭС – 169050,9 МВт, ВЭС, СЭС – 21891 МВт.

В структуре установленной мощности электростанций электроэнергетических систем России доля АЭС возрастет относительно фактических 11,69 % в 2023 году до 15,73 % в 2042 году. Доля ТЭС снизится относительно фактических 65,62 % в 2023 году до прогнозных 56,55 % в 2042 году, доля ГЭС, ГАЭС уменьшится незначительно с 20,84 % до 20,40 %, доля ВЭС, СЭС возрастет с 1,85 % до 7,32 %.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России в период до 2042 года возрастет по сравнению с 2023 годом на 44733,1 МВт (18 %) и составит 292898 МВт, в том числе: АЭС – 46641 МВт (15,93 %), ГЭС – 53455,3 МВт (18,25 %), ГАЭС – 4898,9 МВт (1,67 %), ТЭС – 166014,2 МВт (56,68 %), ВЭС, СЭС – 21888,6 МВт (7,47 %).

Величина установленной мощности электростанций электроэнергетических систем России с детализацией по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС представлена в таблице 24 и на рисунках 37, 39, 41. Структура установленной мощности по типам электростанций электроэнергетических систем России, ЕЭС России и ТИТЭС представлена на рисунках 38, 40, 42.

Таблица 24 – Установленная мощность электростанций электроэнергетических систем России с детализацией по ЕЭС России, синхронным зонам и ТИТЭС, МВт

Наименование	2023 г. факт	2024 г. (ожидается)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2042 г.
ЭЭС России, всего	253535,1	254945,5	258820,2	260134,7	263136,9	268218,3	270642,1	274745,1	274997,9	277550,9	280333	283632,1	286037,5	287018,5	298944,4
АЭС	29649	28649	29813	29813	31013	31313	31313	30463	30663	30476	32676	34206	36006	37486	47031
ГЭС	51484	51598,7	51670,6	51792,5	51919	51994,2	52080,5	52080,5	52668,1	53468,1	53642,6	54272,6	54712,6	55104,6	56072,6
ГАЭС	1355,9	1355,9	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9	3128,9	4298,9	4298,9	4898,9	4898,9	4898,9	4898,9
ТЭС	166356,4	168038,4	169122	169719,1	169917,9	172292,3	173522,3	178475,3	175892,4	176024,3	175813,8	175522,7	174858,0	173026,9	169050,9
газ	124944,7	126400,7	129461,3	129976,2	129979	131911,4	132480,5	135346,5	132779,1	132911,0	132707,0	132415,9	131801,2	130571,2	128483,3
уголь	37638,4	37715,4	35011,4	35093,6	35289,6	35731,6	36392,5	38479,5	38416	38416	38409,5	38409,5	38359,5	37758,4	35870,4
прочее	3773,3	3922,3	4649,3	4649,3	4649,3	4649,3	4649,3	4649,3	4697,3	4697,3	4697,3	4697,3	4697,3	4697,3	4697,3
ВЭС	2520,2	2807,1	3708,7	3880,1	4766,4	5837,9	6745,4	6745,4	7488,6	7781,8	8075,0	8368,2	8661,5	9154,7	12173
СЭС	2169,6	2496,4	3150,1	3571,1	4161,7	4582	4782	4782	5156,9	5501,8	5826,7	6363,6	6900,5	7347,4	9718
ЕЭС России, всего	248164,9	249498,3	253454,6	254769,1	257771,3	262852,6	265276,4	269026,4	269309,9	271737,9	274526,6	277745,6	280151	281052,1	292898
АЭС	29543	28543	29743	29743	30943	31243	31243	30393	30593	30326	32526	33976	35776	37176	46641
ГЭС	48866,7	48981,4	49053,3	49175,2	49301,7	49376,9	49463,2	49463,2	50050,8	50850,8	51025,3	51655,3	52095,3	52487,3	53455,3
ГАЭС	1355,9	1355,9	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9	3128,9	4298,9	4298,9	4898,9	4898,9	4898,9	4898,9
ТЭС	163712	165316,9	166446,1	167043,2	167242	169616,4	170846,4	175446,4	172894,1	172981,0	172777,0	172485,9	171821,2	169990,2	166014,2
газ	123059,5	124465,5	127571,7	128086,6	128089,4	130021,8	130590,9	133283,9	130825,1	130912,0	130708,0	130416,9	129802,2	128572,2	126484,3
уголь	37177,9	37254,9	34550,9	34633,1	34829,1	35271,1	35932	37839	37745,5	37745,5	37745,5	37745,5	37695,5	37094,4	35206,4
прочее	3474,5	3596,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5	4323,5
ВЭС	2517,8	2804,7	3706,2	3877,7	4763,9	5835,4	6742,9	6742,9	7486,2	7779,4	8072,6	8365,8	8659,0	9152,3	12170,6
СЭС	2169,6	2496,4	3150,1	3571,1	4161,7	4582	4782	4782	5156,9	5501,8	5826,7	6363,6	6900,5	7347,4	9718
1-я синхронная зона, всего	236953	238186,4	242048,2	243074,7	244615,4	248546,8	250085,6	253157,6	253265,4	255293,4	257082,0	259701,0	261156,5	261766,6	271646,5
АЭС	29543	28543	29743	29743	30943	31243	31243	30393	30593	30326	31526	32976	33776	35176	43441
ГЭС	44249,2	44363,9	44435,8	44557,7	44580,2	44655,4	44741,7	44741,7	45329,3	45729,3	45903,8	46533,8	46973,8	46973,8	46973,8
ГАЭС	1355,9	1355,9	1355,9	1358,9	1358,9	2198,9	2198,9	2198,9	3128,9	4298,9	4298,9	4298,9	4298,9	4298,9	4298,9
ТЭС	157117,6	158622,5	159657,2	159966,3	159487,7	161297,1	162077,1	165999,1	163771,1	163858,0	163654,0	163362,9	162748,2	161018,2	157244,2
газ	120677,4	121971,4	124983,1	125198	124833,4	126200,8	126319,9	128779,9	126645,4	126732,3	126528,3	126237,2	125622,5	124392,5	122578,5
уголь	33054,2	33143,2	30439,2	30533,3	30419,3	30861,3	31522,2	32984,2	32890,7	32890,7	32890,7	32890,7	32890,7	32390,7	30430,7
прочее	3385,9	3507,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9	4234,9
ВЭС	2517,8	2804,7	3706,2	3877,7	4383,9	5070,4	5742,9	5742,9	5986,2	6279,4	6572,6	6865,8	7159,0	7652,3	10670,6
СЭС	2169,6	2496,4	3150,1	3571,1	3861,7	4082	4082	4082	4456,9	4801,8	5126,7	5663,6	6200,5	6647,4	9018
2-я синхронная зона, всего	11211,9	11311,9	11406,4	11694,4	13155,8	14305,8	15190,8	15868,8	16044,6	16444,6	17444,6	18044,6	18994,6	19285,5	21251,5
АЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1000	1000	2000	2000	3200
ГЭС	4617,5	4617,5	4617,5	4617,5	4721,5	4721,5	4721,5	4721,5	4721,5	5121,5	5121,5	5121,5	5121,5	5121,5	6481,5
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	600	600	600	600
ТЭС	6594,4	6694,4	6788,9	7076,9	7754,3	8319,3	8769,3	9447,3	9123,1	9123,1	9123,1	9123,1	9073,1	8972	8770
газ	2382,1	2494,1	2588,6	2888,6	3256	3821	4271	4504	4179,8	4179,8	4179,8	4179,8	4179,8	4179,8	3905,8
уголь	4123,7	4111,7	4111,7	4099,7	4409,7	4409,7	4409,7	4854,7	4854,7	4854,7	4854,7	4854,7	4804,7	4703,7	4775,7
прочее	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6	88,6
ВЭС	–	–	–	–	380	765	1000	1000	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
СЭС	–	–	–	–	300	500	700	700	700	700	700	700	700	700	700
ТИТЭС, всего	5370,2	5447,2	5365,6	5365,6	5365,6	5365,6	5365,6	5718,6	5688	5813	5806,5	5886,5	5886,5	5966,5	6046,5
АЭС	106	106	70	70	70	70	70	70	70	150	150	230	230	310	390
ГЭС	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3	2617,3
ГАЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТЭС	2644,5	2721,5	2675,9	2675,9	2675,9	2675,9	2675,9	3028,9	2998,2	3043,2	3036,7	3036,7	3036,7	3036,7	3036,7
газ	1885,2	1935,2	1889,7	1889,7	1889,7	1889,7	1889,7	2062,7	1954	1999	1999	1999	1999	1999	1999
уголь	460,5	460,5	460,5	460,5	460,5	460,5	460,5	640,5	670,5	670,5	664	664	664	664	664
прочее	298,8	325,8	325,8	325,8	325,8	325,8	325,8	325,8	373,8	373,8	373,8	373,8	373,8	373,8	373,8
ВЭС	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

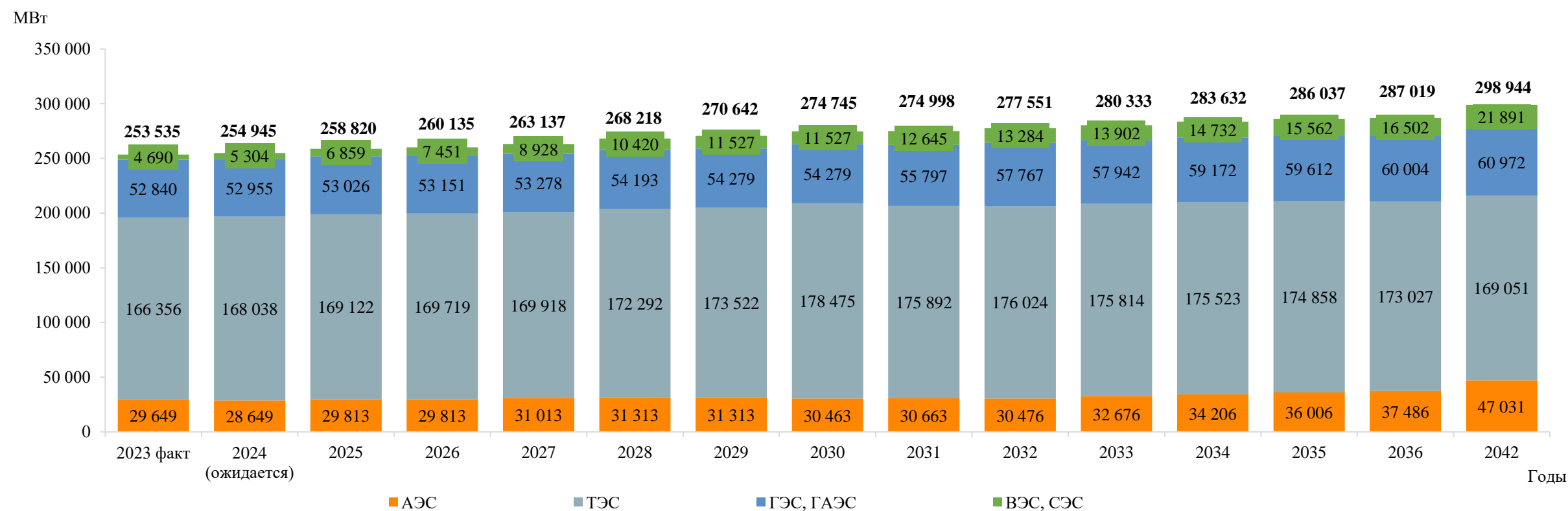


Рисунок 37 – Установленная мощность на электростанциях электроэнергетических систем России

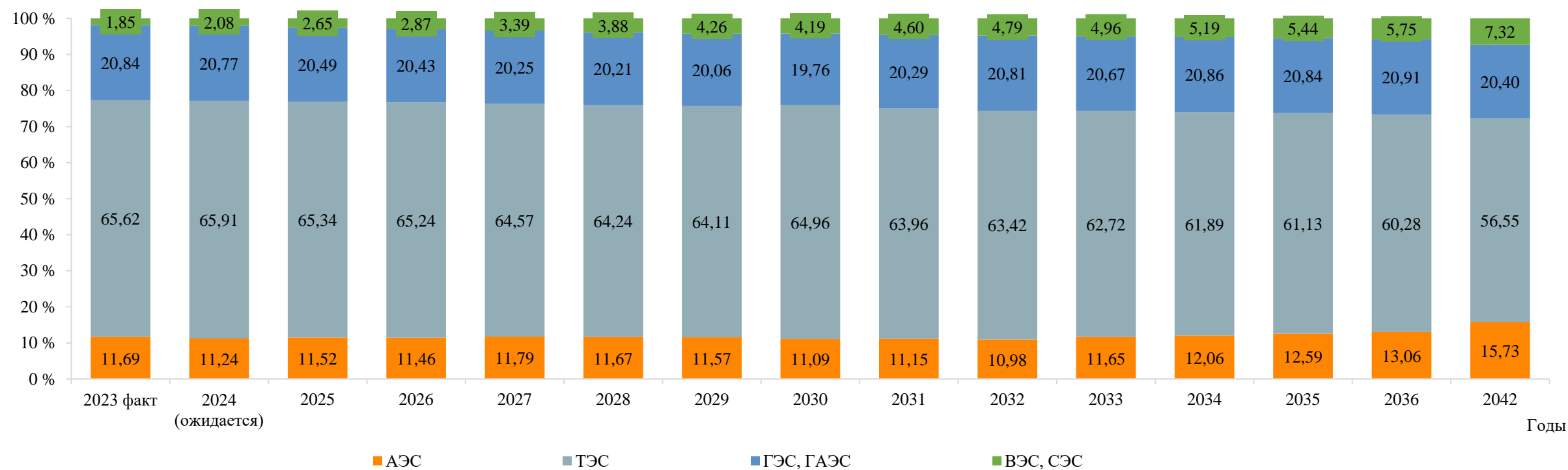


Рисунок 38 – Структура установленной мощности на электростанциях электроэнергетических систем России

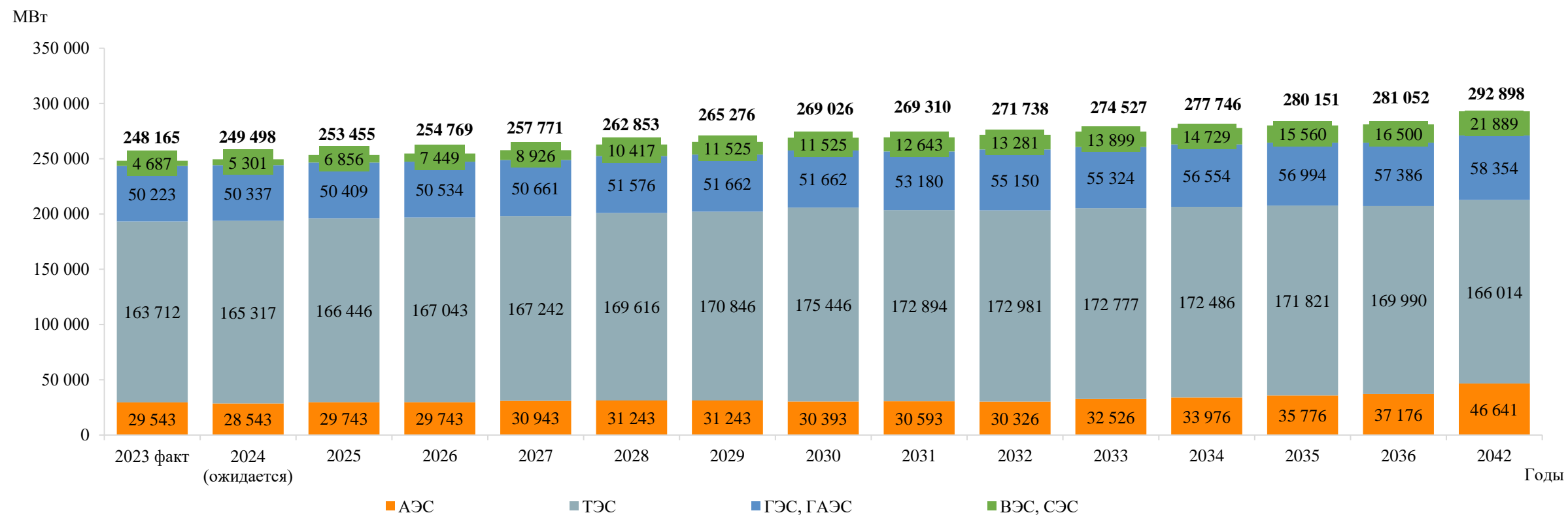


Рисунок 39 – Установленная мощность на электростанциях ЕЭС России

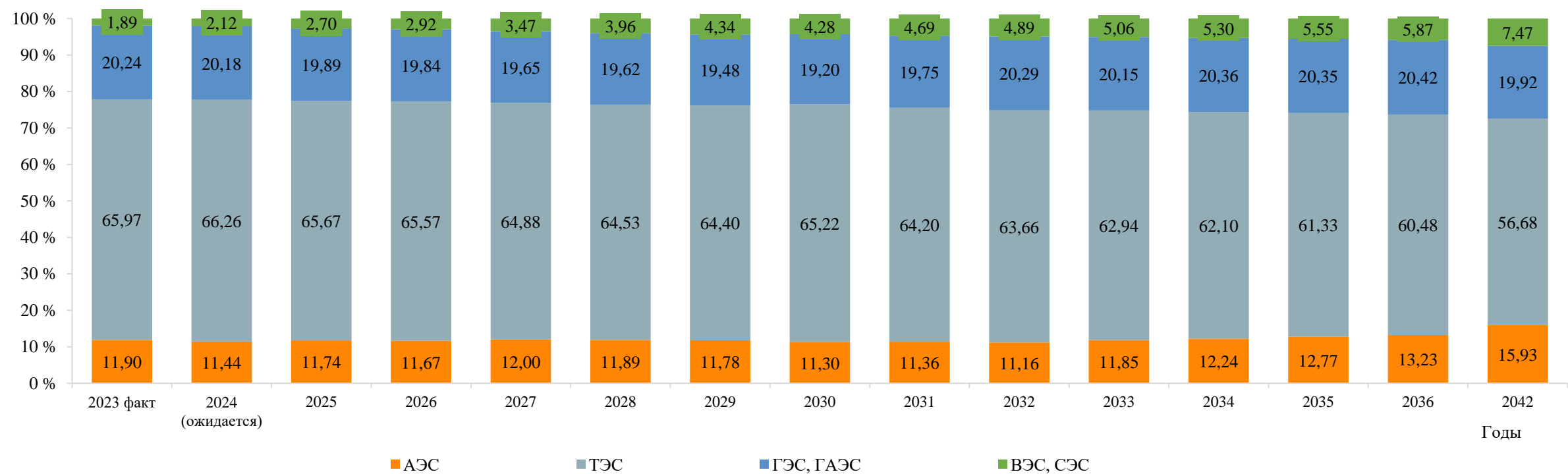


Рисунок 40 – Структура установленной мощности на электростанциях ЕЭС России

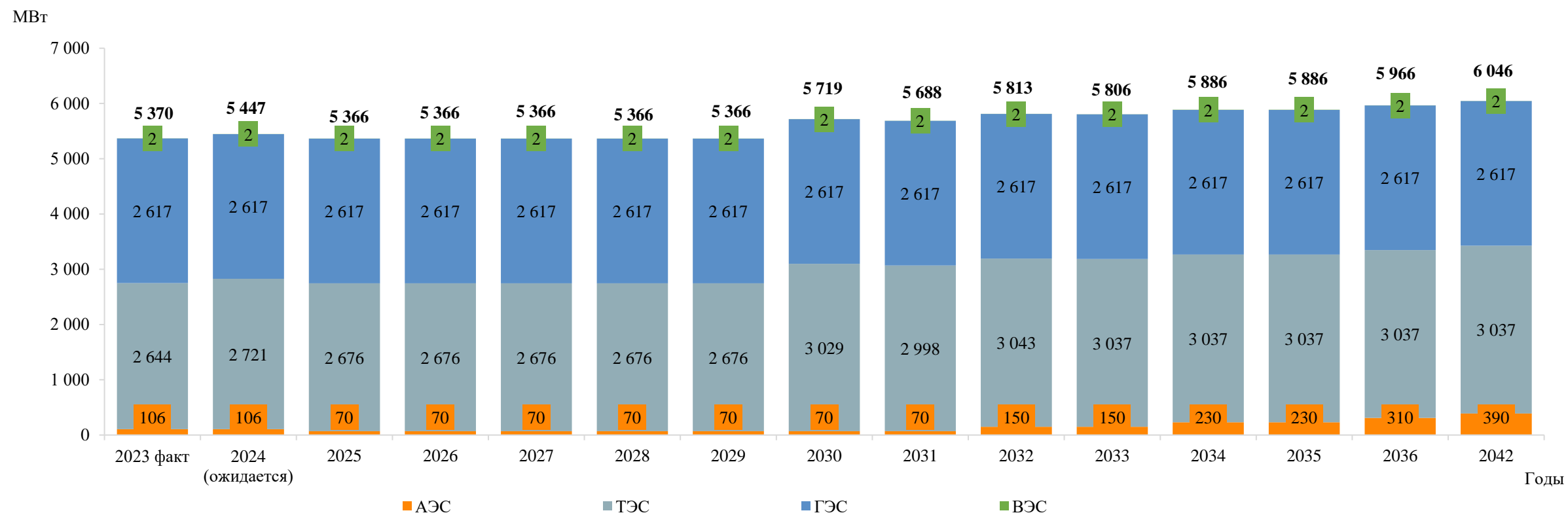


Рисунок 41 – Установленная мощность на электростанциях ТИТЭС России

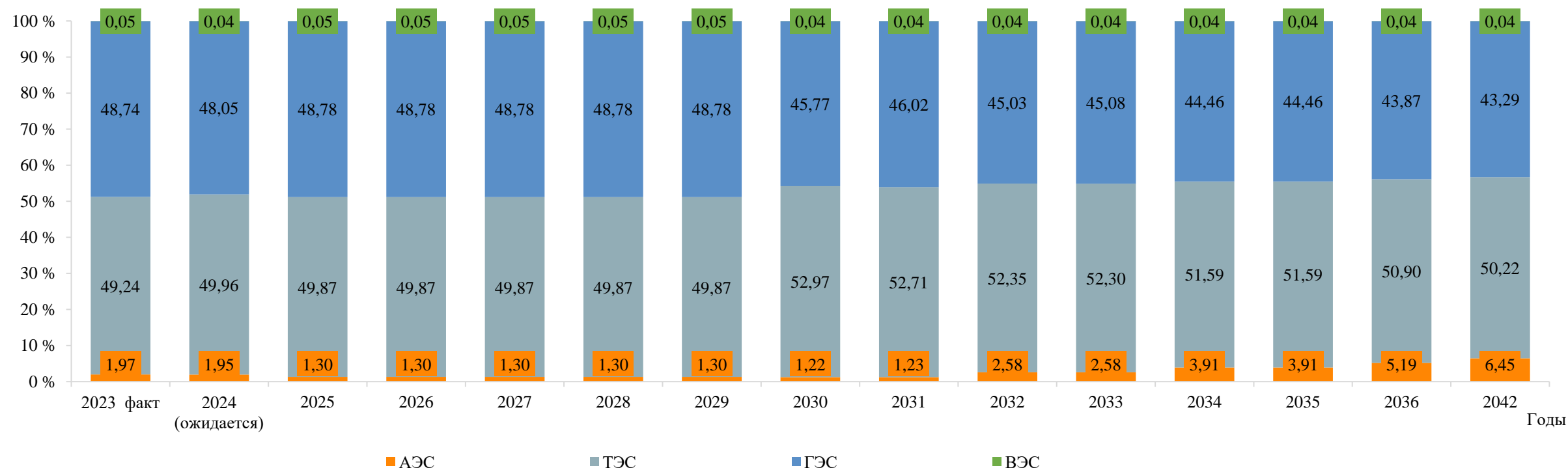


Рисунок 42 – Структура установленной мощности на электростанциях ТИТЭС России

5 Результаты расчетов балансовой надежности

Расчеты балансовой надежности выполняются в соответствии с требованиями главы VI Методических указаний по проектированию развития энергосистем [2] и осуществляются в два этапа:

1) определение достаточности мощности электростанций для обеспечения нормативного уровня балансовой надежности при формировании рациональной структуры генерирующих мощностей;

2) определение объемов мощности, возможных к выводу из эксплуатации при обеспечении нормативного уровня балансовой надежности.

Основными исходными данными для расчетов балансовой надежности являются:

- исходные данные для формирования рациональной структуры;
- информация о фактических нагрузках электростанций и уровнях потребления мощности в территориальных энергосистемах;
- нормативный уровень балансовой надежности, используемый при разработке документов перспективного развития электроэнергетики, установленный Приказом Минэнерго России № 231 [4].

Полный перечень исходных данных приведен в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [2], п. 97.

Расчеты уровней балансовой надежности проводятся на агрегированной модели ЕЭС России в составе 13 зон надежности, представленной на рисунке 36.

В процессе расчетов моделируется множество возможных состояний энергосистемы со случайными уровнями потребления, доступной генерирующей мощности и пропускной способности межсистемных связей. Для каждого сформированного состояния определяется его бездефицитность, либо она обеспечивается минимальным ограничением потребления в зонах надежности. В результате моделирования большого количества возможных состояний энергосистемы для каждого года и каждой зоны надежности определяется уровень балансовой надежности, выраженный показателем вероятности бездефицитной работы.

Показатели балансовой надежности зон надежности ЕЭС России на период с 1-го по 6-й год долгосрочного периода определены в Схеме и программе развития электроэнергетических систем России в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [2], п. 97.

Показатели балансовой надежности зон надежности ЕЭС России на период с 7-го по 12-й год долгосрочного периода с разбивкой по каждому году такого периода и на 18-й год долгосрочного периода представлены в таблице 25.

Уровень балансовой надежности находится не ниже нормативной величины во всех зонах надежности на все рассматриваемые периоды.

Следует отметить, что на 2042 год большинство зон надежности имеют избыточный относительно нормативного уровень балансовой надежности, по отдельным зонам приближающийся к единице. Проведенный анализ показывает, что без нарушения нормативного уровня балансовой надежности в ЕЭС России в 2042 году возможен дополнительный вывод из эксплуатации более 4,1 ГВт наименее эффективных генерирующих мощностей.

Таблица 25 – Показатели балансовой надежности (вероятность бездефицитной работы) зон надежности Единой энергетической системы России на 2031–2036 и 2042 годы

Наименование	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2042 г.
ОЭС Северо-Запада. Центральная часть	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
ОЭС Северо-Запада. Арх+Коми	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
ОЭС Северо-Запада. Кола+Карелия	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
ОЭС Центра	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9997
ОЭС Юга. Центральная часть	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9998
ОЭС Юга. Астрахань+Волгоград	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
ОЭС Средней Волги	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
ОЭС Урала. Центральная часть	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
ОЭС Урала. Тюмень	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999	0,9999
ОЭС Сибири. Западная часть	0,9983	0,9998	0,9997	0,9996	0,9997	0,9997	0,9999
ОЭС Сибири. Восточная часть	0,9983	0,9998	0,9997	0,9996	0,9997	0,9998	0,9999
ОЭС Востока. Центральная часть	0,9989	0,9992	0,9996	0,9997	0,9999	0,9999	0,9999
ОЭС Востока. Приморье	0,9967	0,9975	0,9960	0,9997	0,9999	0,9999	0,9999

6 Результаты расчетов электроэнергетических режимов и статической устойчивости и технико-экономическое обоснование размещения отдельных объектов электроэнергетики

По результатам расчетов электроэнергетических режимов и статической устойчивости и технико-экономического обоснования размещения объектов электроэнергетики в рамках Генеральной схемы разработано приложение № 11, которое включает в себя:

– перечень планируемых к строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию или выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 330 кВ для каждой синхронной зоны или 220 кВ для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, на период с 1-го по 12-й год долгосрочного периода с разбивкой по каждому году такого периода;

– перечень планируемых к строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию или выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 220 кВ, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии, на период с 1-го по 12-й год долгосрочного периода с разбивкой по каждому году такого периода.

Балансы мощности энергорайонов в отдельных частях ЕЭС России приведены в 6.1.

Предварительные технические решения по строительству, реконструкции, вводу в эксплуатацию или выводу из эксплуатации линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 220 кВ, необходимые для обеспечения схем выдачи мощности планируемых к строительству объектов по производству электрической энергии, а также существующих, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности, приведены в 6.2.

Согласно Правилам, утвержденным Постановлением Правительства РФ № 861 [8], п. 10 «к», для прохождения процедуры технологического присоединения объекта по производству электрической энергии максимальной мощностью более 5 МВт необходимо предоставление схемы выдачи мощности, разработанной в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

Разработанные в настоящей работе варианты СВМ не могут быть использованы как окончательные технические решения при прохождении процедуры технологического присоединения и требуют уточнения на этапе выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.1 Южная часть энергосистемы г. Москвы и Московской области

Для оценки возможности электроснабжения перспективных потребителей южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, выполнен анализ режимно-балансовой ситуации за сечением, отделяющим южный энергорайон г. Москвы и Московской области от остальной энергосистемы г. Москвы и Московской области, а также от энергосистемы Калужской области, энергосистемы

Рязанской области и энергосистемы Тульской области (далее – сечение Южного энергорайона).

Сечение Южного энергорайона включает в себя ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная, ВЛ 500 кВ Ногинск – Каскадная, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская, ВЛ 220 кВ Дорохово – Кедрово, КВЛ 220 кВ Западная – Слобода I, II цепи, КВЛ 220 кВ Западная – Радищево, КВЛ 220 кВ Западная – Куркино, КВЛ 220 кВ Куркино – Герцево, КЛ 220 кВ Яшино – Новобратцево № 1, № 2, КЛ 220 кВ Гражданская – Ваганьковская № 1, № 2, КЛ 220 кВ Белорусская – Бутырки № 1, № 2, КЛ 220 кВ Абрамово – Горьковская № 1, № 2, КВЛ 220 кВ Перерва – Баскаково, КВЛ 220 кВ Борисово – Баскаково, ВЛ 220 кВ Жулебино – Восточная, КЛ 220 кВ Красносельская – Кожевническая № 1, № 2, ЛЭП 220 кВ Каскадная – Руднево 1, 2, КВЛ 220 кВ ЦАГИ – Ногинск, ВЛ 220 кВ Шибаново – Нежино, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Нежино I, II цепи, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Пески, ВЛ 220 кВ Шатурская ГРЭС – Крона, ВЛ 220 кВ Михайловская – Осетр, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока, ВЛ 220 кВ Метзавод – Кедрово, ВЛ 220 кВ Метзавод – Латышская, АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Новобратцево, АТ-1, АТ-2 на ПС 220 кВ Ивановская (после реконструкции ПС 110 кВ Ивановская с переводом на напряжение 220 кВ), АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Гражданская, ШСЭВ 220 кВ ПС 220 кВ Центральная, а также электрические связи 110 кВ.

Основные показатели баланса мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Баланс мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт

Наименование	2036 г.
Потребность в мощности с учетом стратегического резерва	17980
Доступная для покрытия максимума потребления мощность электростанций	8498
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в ремонтной схеме	5700
Дефицит (-)/избыток (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-3782
С учетом мероприятий по усилению электрической сети согласно плану мероприятий (дорожная карта) по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации энергосистемы г. Москвы и Московской области	
Пропускная способность электрической сети, ограничивающей энергорайон, в единичной ремонтной схеме	6700
Дефицит (-)/избыток (+) после наиболее тяжелого нормативного возмущения	-2782

Анализ баланса мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области показывает, что с учетом увеличения потребления электрической мощности в период 2036 года прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в ремонтной схеме 3782 МВт.

Согласно плану мероприятий (дорожная карта) по повышению надежности и развитию сетевой инфраструктуры и объектов генерации энергосистемы г. Москвы и Московской области планируется реализация следующих мероприятий:

– реконструкция ПС 500 кВ Михайловская с перезаводом ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская, ВЛ 500 кВ Михайловская – Новокаширская (в 2025 году);

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Ногинск – Бескудниково на ПС 500 кВ Трубино (в 2028 году);

– строительство ЛЭП 220 кВ Дорохово – Созвездие (в 2028 году);

– строительство ПС 500 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ и сооружением заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская и ЛЭП 220 кВ (в 2029 году).

Реализация вышеуказанных мероприятий снизит дефицит мощности за сечением Южного энергорайона в ремонтной схеме до 2782 МВт в 2036 году.

Исходя из анализа перспективных режимов работы южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области с учетом:

– планов по набору нагрузки существующими и перспективными потребителями в рамках действующих договоров об осуществлении технологического присоединения к электрическим сетям, учтенных при разработке прогноза потребления электрической мощности на рассматриваемый перспективный период;

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

– выявленного дефицита мощности за сечением Южного энергорайона в 2030 году в рамках СиПР ЭЭС на 2025–2030 годы;

наиболее целесообразным является строительство гарантированной генерации суммарной мощностью не менее 500 МВт в южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области и строительство ЛЭП 750 кВ для передачи мощности из избыточных частей ОЭС Центра к 2030 году:

– одной ЛЭП 750 кВ от ПС 750 кВ Грибово до южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области;

– одной ЛЭП 750 кВ от Курской АЭС до южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области.

Покрытие оставшегося дефицита целесообразно выполнить за счет строительства ППТ от Нововоронежской АЭС до южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области и строительства гарантированной генерации мощностью 150 МВт в 2032–2036 годы.

Реализация предложенного комплексного решения для покрытия дефицита мощности южной части энергосистемы г. Москвы и Московской области позволит обеспечить:

– экономию затрат на реализацию альтернативных технических решений по строительству протяженных ЛЭП переменного тока и новых объектов генерации;

– обеспечение выдачи мощности Курской АЭС-2 с учетом ввода энергоблоков № 3 и № 4 и передачу экологически чистой электрической энергии АЭС из избыточных частей ОЭС Центра;

– эффективное электроснабжение г. Москвы с применением глубокого ввода источников большой мощности в центры электрических нагрузок;

– минимизацию мероприятий по ограничению токов короткого замыкания в энергосистеме г. Москвы и Московской области благодаря применению технологии ППТ;

- возможность управления потоками мощности с максимальной эффективностью использования пропускной способности сети с применением ППТ;
- сокращение территории охранных зон, отводимых для сооружения ППТ;
- возможность масштабировать реализованный проект ППТ с увеличением его пропускной способности.

6.2 Предварительные технические решения, необходимые для реализации схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии

В настоящем разделе разработаны предварительные технические решения, необходимые для реализации схем выдачи мощности для следующих объектов по производству электрической энергии:

- планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию атомные электростанции, гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электрические станции, установленная генерирующая мощность которых в отношении каждой электростанции составляет 100 МВт и более;

- существующие атомных электростанции, гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электрические станции, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более в отношении каждой электростанции в течение одного календарного года;

- планируемые к строительству и вводу в эксплуатацию объекты по производству электрической энергии, в том числе функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, установленная генерирующая мощность которых в отношении каждого объекта по производству электрической энергии составляет 100 МВт и более;

- существующие объекты по производству электрической энергии, в том числе функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в отношении которых в долгосрочном периоде планируется изменение установленной генерирующей мощности на 100 МВт и более в отношении каждого объекта по производству электрической энергии в течение одного календарного года.

В целях разработки технических решений, необходимых для реализации СВМ, в настоящей работе выполнены расчеты электроэнергетических режимов для следующих условий:

- РБУ Макс зима 0,92;
- РБУ Мин зима 0,92;
- РБУ Макс зима МУ;
- РБУ Мин зима МУ;
- РБУ ПЭВТ;
- РБУ Макс лето;
- РБУ Мин лето;
- РБУ Макс паводок (половодье);
- РБУ Мин паводок (половодье).

Расчеты установившихся электроэнергетических режимов выполнены для следующего периода: этап 2036 года.

Расчеты установившихся электроэнергетических режимов для разработанных вариантов СВМ выполнены для следующих схемно-режимных условий:

- нормальная схема электрической сети;
- нормативные возмущения (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме электрической сети.

6.2.1 Схема выдачи мощности Ленинградской ГАЭС

6.2.1.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Ленинградской ГАЭС расположена в Лодейнопольском районе Ленинградской области, на реке Шаша (6 км от впадения в реку Оять), вблизи деревни Ратигора.

Год ввода: 2032 год.

Планируемая установленная генерирующая мощность Ленинградской ГАЭС составляет 1170/1338 МВт, единичная мощность агрегата составляет 195 МВт.

6.2.1.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Ленинградской ГАЭС

Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС.

Реализация СВМ Ленинградской ГАЭС по Варианту № 1 предполагает следующие мероприятия:

- сооружение двухцепного захода-выхода ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный на РУ 330 кВ Ленинградской ГАЭС ориентировочной длиной 2×5 км (сечение 2×АСк2у-240/56) с образованием ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Петрозаводск (219 км) и ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Тихвин-Литейный (123,3 км);

- сооружение ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Сясь ориентировочной длиной 118 км (сечение 2×АС-400);

- расширение РУ 330 кВ ПС 330 кВ Сясь на 1 ячейку выключателя 330 кВ (до схемы № 16 «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий»).

Вариант № 2 СВМ Ленинградской ГАЭС.

Реализация СВМ Ленинградской ГАЭС по Варианту № 2 предполагает следующие мероприятия:

- сооружение двухцепного захода-выхода ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный на РУ 330 кВ Ленинградской ГАЭС ориентировочной длиной 2×5 км (сечение 2×АСк2у-240/56) с образованием ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Петрозаводск (219 км) и ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Тихвин-Литейный (123,3 км);

- сооружение ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Тихвин-Литейный ориентировочной длиной 118 км (сечение 2×АС-400);

- расширение РУ 330 кВ ПС 330 кВ Тихвин-Литейный на 1 ячейку выключателя 330 кВ (до схемы № 16 «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий»).

Варианты № 1, 2 СВМ Ленинградской ГАЭС, разработанные в рамках Генеральной схемы, имеют полностью идентичный объем технических мероприятий и являются равноэкономичными. Далее в работе в качестве рекомендуемого варианта СВМ Ленинградской ГАЭС рассматривается Вариант № 1.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Ленинградской ГАЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.1.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Ленинградской ГАЭС

В таблице 27 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ленинградской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 28 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ленинградской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 27 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ленинградской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{длгн}, А$
ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Петрозаводск (образованна при сооружении заходов ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный)	Макс зима 0,92	30,5	25,4	609	2000	2400
	Мин зима 0,92	15,3	12,8	306	2000	2400
	Макс зима МУ	15,1	13,0	301	2000	2310
	Мин зима МУ	26,5	22,9	529	2000	2310
	ПЭВТ	10,7	8,7	172	1610	1976
	Макс лето	11,5	9,6	202	1759	2098
	Мин лето	34,3	28,7	603	1759	2098
	Макс паводок (половодье)	10,4	8,9	197	1898	2214
	Мин паводок (половодье)	47,4	40,6	899	1898	2214
ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Тихвин-Литейный (образованна при сооружении заходов ВЛ 330 кВ Петрозаводск – Тихвин-Литейный)	Макс зима 0,92	29,9	24,9	598	2000	2400
	Мин зима 0,92	49,6	41,3	992	2000	2400
	Макс зима МУ	40,1	34,7	801	2000	2310
	Мин зима МУ	41,6	36,0	831	2000	2310
	ПЭВТ	55,0	44,8	885	1610	1976
	Макс лето	49,1	41,1	863	1759	2098
	Мин лето	44,6	37,4	784	1759	2098
	Макс паводок (половодье)	55,5	47,6	1054	1898	2214
	Мин паводок (половодье)	32,9	28,2	624	1898	2214
ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Сясь (новая)	Макс зима 0,92	37,2	31,0	744	2000	2400
	Мин зима 0,92	55,8	46,5	1116	2000	2400
	Макс зима МУ	43,3	37,4	865	2000	2310
	Мин зима МУ	50,1	43,4	1002	2000	2310
	ПЭВТ	57,3	46,7	922	1610	1976
	Макс лето	51,7	43,3	909	1759	2098
	Мин лето	54,0	45,2	949	1759	2098
	Макс паводок (половодье)	54,3	46,6	1031	1898	2214
	Мин паводок (половодье)	45,8	39,3	869	1898	2214

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС				
		$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$
ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск	Макс зима 0,92	14,6	14,6	233	1600	1600
	Мин зима 0,92	20,2	20,2	323	1600	1600
	Макс зима МУ	14,6	14,6	204	1400	1400
	Мин зима МУ	10,5	10,5	147	1400	1400
	ПЭВТ	32,2	32,2	322	1000	1000
	Макс лето	25,4	25,4	289	1140	1140
	Мин лето	12,6	12,6	144	1140	1140
	Макс паводок (половодье)	45,9	45,9	588	1280	1280
	Мин паводок (половодье)	20,7	20,7	413	1995	1995

Таблица 28 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ленинградской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС				
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$
ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Петрозаводск	ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Тихвин-Литейный	Макс зима 0,92	38,0	31,6	759	2000	2400
		Мин зима 0,92	28,0	23,3	559	2000	2400
		Макс зима МУ	25,2	21,8	503	2000	2310
		Мин зима МУ	37,5	32,5	750	2000	2310
		ПЭВТ	23,9	19,5	385	1610	1976
		Макс лето	23,6	19,8	415	1759	2098
		Мин лето	46,2	38,7	812	1759	2098
		Макс паводок (половодье)	9,9	8,5	188,0	1898	2214
	Мин паводок (половодье)	56,4	48,3	1070	1898	2214	
	ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Сясь	Макс зима 0,92	43,7	36,4	874	2000	2400
		Мин зима 0,92	37,2	31,0	743	2000	2400
		Макс зима МУ	30,3	26,2	606	2000	2310
		Мин зима МУ	46,4	40,1	927	2000	2310
		ПЭВТ	30,1	24,5	485	1610	1976

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС						
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$		
		Макс лето	29,3	24,6	516	1759	2098		
		Мин лето	55,5	46,6	977	1759	2098		
		Макс паводок (половодье)	14,1	12,1	267,0	1898	2214		
		Мин паводок (половодье)	65,7	56,3	1247	1898	2214		
		Макс зима 0,92	35,9	29,9	717	2000	2400		
		Мин зима 0,92	9,7	8,1	194	2000	2400		
		Макс зима МУ	10,6	9,1	211	2000	2310		
		Мин зима МУ	26,7	23,1	534	2000	2310		
	ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск	ПЭВТ	6,8	5,6	110	1610	1976		
		Макс лето	5,6	4,7	99	1759	2098		
		Мин лето	37,7	31,6	663	1759	2098		
		Макс паводок (половодье)	28,3	24,3	537	1898	2214		
		Мин паводок (половодье)	62,1	53,3	1179	1898	2214		
		ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Тихвин-Литейный	ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Петрозаводск	Макс зима 0,92	41,3	34,4	826	2000	2400
				Мин зима 0,92	55,7	46,4	1114	2000	2400
				Макс зима МУ	45,4	39,3	907	2000	2310
	Мин зима МУ			52,4	45,3	1047	2000	2310	
	ПЭВТ			58,2	47,4	937	1610	1976	
Макс лето	52,8			44,2	928	1759	2098		
Мин лето	58,4			49,0	1028	1759	2098		
Макс паводок (половодье)	53,3			45,7	1011	1898	2214		
Мин паводок (половодье)	51,7			44,4	982	1898	2214		
ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Сясь				Макс зима 0,92	53,4	44,5	1068	2000	2400
		Мин зима 0,92	90,1	75,1	1802	2000	2400		
		Макс зима МУ	67,4	58,4	1348	2000	2310		
		Мин зима МУ	77,5	67,1	1550	2000	2310		
		ПЭВТ	91,5	74,5	1473	1610	1976		
		Макс лето	81,9	68,6	1440	1759	2098		
		Мин лето	83,2	69,7	1463	1759	2098		

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС					
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$	
		Макс паводок (половодье)	91,5	78,4	1736	1898	2214	
		Мин паводок (половодье)	66,3	56,8	1258	1898	2214	
	ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск	Макс зима 0,92	28,4	23,7	568	2000	2400	
		Мин зима 0,92	52,6	43,8	1052	2000	2400	
		Макс зима МУ	41,9	36,2	837	2000	2310	
		Мин зима МУ	41,9	36,2	837	2000	2310	
		ПЭВТ	58,9	48,0	948	1610	1976	
		Макс лето	52,2	43,8	919	1759	2098	
		Мин лето	43,9	36,8	772	1759	2098	
		Макс паводок (половодье)	61,4	52,6	1165	1898	2214	
	Мин паводок (половодье)	30,1	25,8	572	1898	2214		
	ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Сясь	ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Петрозаводск	Макс зима 0,92	56,4	47,0	1127	2000	2400
			Мин зима 0,92	66,1	55,0	1321	2000	2400
			Макс зима МУ	52,1	45,1	1041	2000	2310
Мин зима МУ			68,1	58,9	1361	2000	2310	
ПЭВТ			62,6	51,0	1008	1610	1976	
Макс лето			57,8	48,4	1016	1759	2098	
Мин лето			58,7	49,2	1033	1759	2098	
Макс паводок (половодье)			50,3	43,1	955	1898	2214	
Мин паводок (половодье)		76,8	65,9	1458	1898	2214		
ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Тихвин-Литейный		Макс зима 0,92	59,8	49,8	1195	2000	2400	
		Мин зима 0,92	95,9	79,9	1917	2000	2400	
		Макс зима МУ	73,7	63,8	1474	2000	2310	
		Мин зима МУ	83,4	72,2	1668	2000	2310	
		ПЭВТ	99,4	81,0	1601	1610	1976	
	Макс лето	89,1	74,7	1567	1759	2098		
	Мин лето	89,9	75,4	1581	1759	2098		
	Макс паводок (половодье)	98,9	84,8	1878	1898	2214		

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС				
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{дтн}, А$
		Мин паводок (половодье)	72,7	62,3	1379	1898	2214
		Макс зима 0,92	33,6	28,0	672	2000	2400
	ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск	Мин зима 0,92	62,3	51,9	1246	2000	2400
		Макс зима МУ	47,1	40,8	942	2000	2310
		Мин зима МУ	50,6	43,8	1011	2000	2310
		ПЭВТ	66,0	53,8	1063	1610	1976
		Макс лето	58,7	49,2	1033	1759	2098
		Мин лето	52,1	43,7	917	1759	2098
		Макс паводок (половодье)	67,7	58,0	1284	1898	2214
		Мин паводок (половодье)	38,3	32,8	727	1898	2214
ВЛ 330 кВ Сясь – Петрозаводск	ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Петрозаводск	Макс зима 0,92	29,4	24,5	588	2000	2400
		Мин зима 0,92	10,1	8,4	201	2000	2400
		Макс зима МУ	7,8	6,8	156	2000	2310
		Мин зима МУ	18,0	15,6	360	2000	2310
		ПЭВТ	15,8	12,9	254	1610	1976
		Макс лето	11,8	9,9	208	1759	2098
		Мин лето	27,3	22,9	481	1759	2098
		Макс паводок (половодье)	54,7	54,7	700	1898	2214
	ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Тихвин-Литейный	Мин паводок (половодье)	53,6	46,0	1018	1898	2214
		Макс зима 0,92	9,1	7,5	181	2000	2400
		Мин зима 0,92	23,1	19,2	461	2000	2400
		Макс зима МУ	14,9	12,9	297	2000	2310
		Мин зима МУ	10,5	9,0	209	2000	2310
		ПЭВТ	27,1	22,1	437	1610	1976
		Макс лето	22,7	19,1	400	1759	2098
		Мин лето	8,4	7,1	148	1759	2098
		Макс паводок (половодье)	57,4	57,4	735	1898	2214
		Мин паводок (половодье)	18,0	15,4	342	1898	2214
	ВЛ 330 кВ Ленинградская ГАЭС – Сясь	Макс зима 0,92	6,6	5,5	131	2000	2400

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Ленинградской ГАЭС				
			$I_{\text{расч}}/$ $I_{\text{дтн}}, \%$	$I_{\text{расч}}/$ $I_{\text{адтн}}, \%$	$I_{\text{расч}},$ А	$I_{\text{дтн}},$ А	$I_{\text{адтн}},$ А
		Мин зима 0,92	30,7	25,5	613	2000	2400
		Макс зима МУ	19,6	17,0	392	2000	2310
		Мин зима МУ	16,0	13,9	320	2000	2310
		ПЭВТ	34,1	27,8	549	1610	1976
		Макс лето	28,9	24,3	509	1759	2098
		Мин лето	12,2	10,2	214	1759	2098
		Макс паводок (половодье)	67,5	67,5	864	1898	2214
		Мин паводок (половодье)	12,2	10,4	231	1898	2214

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Ленинградской ГАЭС на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

6.2.2 Схема выдачи мощности Кольской АЭС-2

6.2.2.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Кольской АЭС-2 расположена вблизи города Полярные Зори в Мурманской области на расстоянии 10 км от Кольской АЭС.

Год ввода: блок 1 – 2035 год.

Планируемая установленная генерирующая мощность Кольская АЭС-2 составляет 2400 МВт, единичная мощность блока составляет 600 МВт.

Кольская АЭС-2 должна заменить выводимую Кольскую АЭС мощностью 4×440 МВт. График вводов и выводов блоков Кольской АЭС и Кольской АЭС-2 на горизонте планирования Генеральной схемы до 2042 года приведен в таблице 29.

На этапе 2036 года суммарная установленная мощность энергоузла Кольской АЭС и Кольской АЭС-2 составит 2360 МВт.

Таблица 29 – График вводов и выводов блоков Кольской АЭС и Кольской АЭС-2

Дата	01.01.2035	20.12.2037	31.12.2037	06.07.2038	01.01.2039	31.12.2040	31.12.2041
Суммарная установленная мощность Кольской АЭС, МВт	2360	2360	2520	2520	2080	2680	2680
Кольская АЭС, МВт	1760	1320	1320	880	880	880	440
Блок 2							
Блок 1							
Блок 3							
Кольская АЭС-2, МВт	600	600	1200	1200	1200	1800	1800
Блок 1							
Блок 2							
Блок 3							

6.2.2.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Кольской АЭС-2

Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2.

Реализация СВМ Кольской АЭС-2 по Варианту № 1 предполагает следующие мероприятия:

– строительство ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Кольская АЭС-2 №1 проводом 2АС-400 ориентировочной протяженностью 25 км с расширением РУ 330 кВ Кольской АЭС на одну ячейку;

– строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская №2 на Кольскую АЭС-2 проводом 2АС-400 ориентировочной протяженностью 2×8 км с образованием ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Кольская АЭС-2 №2 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС-2 – Княжегубская протяженностью 25 км и 70 км соответственно.

Вариант № 2 СВМ Кольской АЭС-2.

Реализация СВМ Кольской АЭС-2 по Варианту № 2 предполагает следующие мероприятия:

– строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск №1 на Кольскую АЭС-2 проводом 2АС-400 ориентировочной протяженностью 2×25 км с образованием ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Кольская АЭС-2 №1 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС-2 – Мончегорск протяженностью 25 км и 95 км, соответственно;

– строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская №2 на Кольскую АЭС-2 проводом 2АС-400 ориентировочной протяженностью 2×8 км с образованием ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Кольская АЭС-2 №2 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС-2 – Княжегубская протяженностью 25 км и 70 км, соответственно.

Вариант № 3 СВМ Кольской АЭС-2.

Реализация СВМ Кольской АЭС-2 по Варианту № 3 предполагает следующие мероприятия:

– строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Оленегорск на Кольскую АЭС-2 проводом 2АС-400 ориентировочной протяженностью 2×25 км с образованием ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Кольская АЭС-2 №1 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС-2 – Оленегорск протяженностью 25 км и 145 км соответственно;

– строительство двухцепного захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Княжегубская №2 на Кольскую АЭС-2 проводом 2АС-400 ориентировочной протяженностью 2×8 км с образованием ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Кольская АЭС-2 №2 и ВЛ 330 кВ Кольская АЭС-2 – Княжегубская протяженностью 25 км и 70 км, соответственно.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Кольской АЭС-2 являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.2.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Кольской АЭС-2

В таблице 30 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Кольской АЭС-2 с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 31 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Кольской АЭС-2 с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 30 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Кольской АЭС-2 с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{длгн}, А$
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск №1	Макс зима МУ	41,6	41,6	832	2000	2000
	Макс зима 0,92	46,7	46,7	934	2000	2000
	Мин зима МУ	38,1	38,1	763	2000	2000
	Мин зима 0,92	42,5	42,5	850	2000	2000
	Макс лето	38,7	38,7	721	1864	1864
	ПЭВТ	45,3	45,3	729	1610	1610
	Мин лето	37,7	37,7	703	1864	1864
	Макс паводок (половодье)	28,1	28,1	561	2000	2000
Мин паводок (половодье)	22,7	22,7	453	2000	2000	
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС-2 – Князегубская	Макс зима МУ	29,5	29,5	590	2000	2000
	Макс зима 0,92	22,3	22,3	445	2000	2000
	Мин зима МУ	35	35	700	2000	2000
	Мин зима 0,92	28,4	28,4	568	2000	2000
	Макс лето	40,8	40,8	760	1864	1864
	ПЭВТ	46,5	46,5	749	1610	1610
	Мин лето	42,4	42,4	790	1864	1864
	Макс паводок (половодье)	33,8	33,8	676	2000	2000
Мин паводок (половодье)	33,5	33,5	670	2000	2000	
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск №2	Макс зима МУ	38,5	38,5	771	2000	2000
	Макс зима 0,92	43,3	43,3	866	2000	2000
	Мин зима МУ	35,3	35,3	706	2000	2000
	Мин зима 0,92	39,4	39,4	788	2000	2000
	Макс лето	35,7	35,7	666	1864	1864
	ПЭВТ	41,8	41,8	673	1610	1610
	Мин лето	34,8	34,8	648	1864	1864
	Макс паводок (половодье)	26,2	26,2	523	2000	2000
Мин паводок (половодье)	21,2	21,2	425	2000	2000	

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2				
		$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{дтн}, А$
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Князегубская №1	Макс зима МУ	23,5	23,5	459	1950	1950
	Макс зима 0,92	15,6	15,6	312	2000	2000
	Мин зима МУ	29,3	29,3	572	1950	1950
	Мин зима 0,92	21,8	21,8	436	2000	2000
	Макс лето	37,6	37,6	632	1683	1683
	ПЭВТ	43,1	43,1	622	1444	1444
	Мин лето	39,4	39,4	664	1683	1683
	Макс паводок (половодье)	30,3	30,3	546	1801	1801
Мин паводок (половодье)	29,9	29,9	539	1801	1801	
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Оленегорск	Макс зима МУ	37	37	740	2000	2000
	Макс зима 0,92	41,4	41,4	828	2000	2000
	Мин зима МУ	34,1	34,1	682	2000	2000
	Мин зима 0,92	37,9	37,9	758	2000	2000
	Макс лето	34,3	34,3	639	1864	1864
	ПЭВТ	40,3	40,3	648	1610	1610
	Мин лето	33,3	33,3	622	1864	1864
	Макс паводок (половодье)	25,7	25,7	515	2000	2000
Мин паводок (половодье)	21	21	421	2000	2000	
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Титан	Макс зима МУ	25,7	25,7	470	1832	1832
	Макс зима 0,92	26,6	26,6	532	2000	2000
	Мин зима МУ	22,8	22,8	417	1832	1832
	Мин зима 0,92	23,6	23,6	472	2000	2000
	Макс лето	25,8	25,8	405	1570	1570
	ПЭВТ	29,7	29,7	398	1338	1338
	Мин лето	24,6	24,6	386	1570	1570
	Макс паводок (половодье)	18,5	18,5	312	1686	1686
Мин паводок (половодье)	15,8	15,8	267	1686	1686	
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Кольская АЭС-2 №1	Макс зима МУ	9,7	9,7	194	2000	2000
	Макс зима 0,92	13,6	13,6	273	2000	2000
	Мин зима МУ	7,1	7,1	141	2000	2000

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2					
		$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$	
	Мин зима 0,92	10,3	10,3	206	2000	2000	
	Макс лето	6,3	6,3	118	1864	1864	
	ПЭВТ	7,6	7,6	123	1610	1610	
	Мин лето	5,9	5,9	109	1864	1864	
	Макс паводок (половодье)	7,7	7,7	155	2000	2000	
	Мин паводок (половодье)	8	8	159	2000	2000	
	ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Кольская АЭС-2 №2	Макс зима МУ	9,6	9,6	193	2000	2000
		Макс зима 0,92	13,5	13,5	270	2000	2000
Мин зима МУ		7	7	141	2000	2000	
Мин зима 0,92		10,2	10,2	204	2000	2000	
Макс лето		6,4	6,4	119	1864	1864	
ПЭВТ		7,6	7,6	123	1610	1610	
Мин лето		5,9	5,9	110	1864	1864	
Макс паводок (половодье)		7,8	7,8	155	2000	2000	
Мин паводок (половодье)	8,1	8,1	162	2000	2000		

Таблица 31 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Кольской АЭС-2 с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2				
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Князегубская №1	ВЛ 330 кВ КАЭС-2 – Князегубская	Макс зима МУ	49,9	49,95	974	1950	1950
		Макс зима 0,92	34,7	34,7	694	2000	2000
		Мин зима МУ	61	60,97	1189	1950	1950
		Мин зима 0,92	46,6	46,55	931	2000	2000
		Макс лето	77,7	77,66	1307	1683	1683
		ПЭВТ	89,1	89,06	1286	1444	1444
		Мин лето	81,1	81,11	1365	1683	1683

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2					
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{адтн}, А$	
		Макс паводок (половодье)	63,6	63,69	1147	1801	1801	
		Мин паводок (половодье)	63,1	63,13	1137	1801	1801	
		ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №2	Макс зима МУ	22,2	22,26	434	1950	1950
	Макс зима 0,92		13,9	13,9	278	2000	2000	
	Мин зима МУ		28,4	28,41	554	1950	1950	
	Мин зима 0,92		20,5	20,45	409	2000	2000	
	Макс лето		36,8	36,78	619	1683	1683	
	ПЭВТ		42,1	42,11	608	1444	1444	
	Мин лето		38,8	38,8	653	1683	1683	
	Макс паводок (половодье)		29,2	29,26	527	1801	1801	
	Мин паводок (половодье)		28,9	28,87	520	1801	1801	
	ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №1	Макс зима МУ	22,2	22,21	433	1950	1950	
		Макс зима 0,92	13,9	13,85	277	2000	2000	
		Мин зима МУ	28,4	28,41	554	1950	1950	
		Мин зима 0,92	20,4	20,45	409	2000	2000	
		Макс лето	36,8	36,78	619	1683	1683	
		ПЭВТ	42,1	42,11	608	1444	1444	
		Мин лето	38,8	38,8	653	1683	1683	
		Макс паводок (половодье)	29,2	29,26	527	1801	1801	
		Мин паводок (половодье)	28,9	28,87	520	1801	1801	
	ВЛ 330 кВ КАЭС-2 – Князегубская	ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №2	Макс зима МУ	31	31	620	2000	2000
			Макс зима 0,92	24,3	24,3	486	2000	2000
			Мин зима МУ	36,1	36,1	722	2000	2000
Мин зима 0,92			30	30	600	2000	2000	
Макс лето			41,6	41,63	776	1864	1864	
ПЭВТ			47,6	47,58	766	1610	1610	
Мин лето			43,1	43,13	804	1864	1864	
Макс паводок (половодье)			35	34,95	699	2000	2000	

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2				
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$
		Мин паводок (половодье)	34,7	34,7	694	2000	2000
		Макс зима МУ	31	31,05	621	2000	2000
	ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №1	Макс зима 0,92	24,3	24,35	487	2000	2000
		Мин зима МУ	36,1	36,1	722	2000	2000
		Мин зима 0,92	30	30	600	2000	2000
		Макс лето	41,6	41,63	776	1864	1864
		ПЭВТ	47,6	47,58	766	1610	1610
		Мин лето	43,1	43,13	804	1864	1864
		Макс паводок (половодье)	35	34,95	699	2000	2000
		Мин паводок (половодье)	34,7	34,65	693	2000	2000
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск №1	ВЛ 330 кВ КАЭС-2 – Князегубская	Макс зима МУ	42,7	42,7	854	2000	2000
		Макс зима 0,92	47,5	47,5	950	2000	2000
		Мин зима МУ	39,5	39,45	789	2000	2000
		Мин зима 0,92	43,6	43,55	871	2000	2000
		Макс лето	40,3	40,29	751	1864	1864
		ПЭВТ	47,1	47,08	758	1610	1610
		Мин лето	39,4	39,43	735	1864	1864
		Макс паводок (половодье)	29,3	29,35	587	2000	2000
	Мин паводок (половодье)	23,9	23,9	478	2000	2000	
	ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №2	Макс зима МУ	41,5	41,55	831	2000	2000
		Макс зима 0,92	46,6	46,6	932	2000	2000
		Мин зима МУ	38,1	38,1	762	2000	2000
		Мин зима 0,92	42,5	42,45	849	2000	2000
		Макс лето	38,6	38,63	720	1864	1864
		ПЭВТ	45,2	45,22	728	1610	1610
Мин лето		37,7	37,66	702	1864	1864	
Макс паводок (половодье)		28	28	560	2000	2000	
Мин паводок (половодье)	22,6	22,6	452	2000	2000		
	ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №1	Макс зима МУ	41,5	41,55	831	2000	2000

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2				
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$
		Макс зима 0,92	46,6	46,6	932	2000	2000
		Мин зима МУ	38,1	38,1	762	2000	2000
		Мин зима 0,92	42,5	42,45	849	2000	2000
		Макс лето	38,6	38,63	720	1864	1864
		ПЭВТ	45,2	45,22	728	1610	1610
		Мин лето	37,7	37,66	702	1864	1864
		Макс паводок (половодье)	28	28	560	2000	2000
		Мин паводок (половодье)	22,6	22,65	453	2000	2000
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск №2	ВЛ 330 кВ КАЭС-2 – Князегубская	Макс зима МУ	39,5	39,5	790	2000	2000
		Макс зима 0,92	44	44	880	2000	2000
		Мин зима МУ	36,5	36,5	730	2000	2000
		Мин зима 0,92	40,3	40,35	807	2000	2000
		Макс лето	37,2	37,18	693	1864	1864
		ПЭВТ	43,4	43,42	699	1610	1610
		Мин лето	36,3	36,32	677	1864	1864
		Макс паводок (половодье)	27,3	27,3	546	2000	2000
	Мин паводок (половодье)	22,3	22,35	447	2000	2000	
	ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №2	Макс зима МУ	38,5	38,5	770	2000	2000
		Макс зима 0,92	43,2	43,2	864	2000	2000
		Мин зима МУ	35,3	35,25	705	2000	2000
		Мин зима 0,92	39,4	39,35	787	2000	2000
		Макс лето	35,7	35,68	665	1864	1864
		ПЭВТ	41,8	41,74	672	1610	1610
		Мин лето	34,7	34,71	647	1864	1864
Макс паводок (половодье)		26,1	26,1	522	2000	2000	
Мин паводок (половодье)	21,2	21,2	424	2000	2000		
ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №1	Макс зима МУ	38,5	38,5	770	2000	2000	
	Макс зима 0,92	43,2	43,25	865	2000	2000	
	Мин зима МУ	35,3	35,3	706	2000	2000	
	Мин зима 0,92	39,4	39,35	787	2000	2000	

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2				
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$
		Макс лето	35,7	35,68	665	1864	1864
		ПЭВТ	41,8	41,74	672	1610	1610
		Мин лето	34,7	34,71	647	1864	1864
		Макс паводок (половодье)	26,1	26,15	523	2000	2000
		Мин паводок (половодье)	21,2	21,2	424	2000	2000
		Макс зима МУ	37,7	37,65	753	2000	2000
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Оленегорск	ВЛ 330 кВ КАЭС-2 – Князегубская	Макс зима 0,92	41,9	41,85	837	2000	2000
		Мин зима МУ	34,9	34,9	698	2000	2000
		Мин зима 0,92	38,5	38,5	770	2000	2000
		Макс лето	35,2	35,25	657	1864	1864
		ПЭВТ	41,4	41,37	666	1610	1610
		Мин лето	34,4	34,39	641	1864	1864
		Макс паводок (половодье)	26,5	26,45	529	2000	2000
		Мин паводок (половодье)	21,8	21,75	435	2000	2000
	ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №2	Макс зима МУ	37	37	740	2000	2000
		Макс зима 0,92	41,4	41,35	827	2000	2000
		Мин зима МУ	34,1	34,1	682	2000	2000
		Мин зима 0,92	37,9	37,85	757	2000	2000
		Макс лето	34,3	34,28	639	1864	1864
		ПЭВТ	40,2	40,25	648	1610	1610
Мин лето		33,3	33,32	621	1864	1864	
Макс паводок (половодье)		25,7	25,7	514	2000	2000	
ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №1	Мин паводок (половодье)	21	21	420	2000	2000	
	Макс зима МУ	37	36,95	739	2000	2000	
	Макс зима 0,92	41,3	41,35	827	2000	2000	
	Мин зима МУ	34,1	34,1	682	2000	2000	
	Мин зима 0,92	37,9	37,85	757	2000	2000	
	Макс лето	34,3	34,28	639	1864	1864	
	ПЭВТ	40,2	40,25	648	1610	1610	
	Мин лето	33,3	33,32	621	1864	1864	

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2					
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$	
		Макс паводок (половодье)	25,7	25,7	514	2000	2000	
		Мин паводок (половодье)	21	21	420	2000	2000	
ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Титан	ВЛ 330 кВ КАЭС-2 – Князегубская	Макс зима МУ	26,5	26,47	485	1832	1832	
		Макс зима 0,92	27,1	27,1	542	2000	2000	
		Мин зима МУ	23,8	23,74	435	1832	1832	
		Мин зима 0,92	24,3	24,3	486	2000	2000	
		Макс лето	27,1	27,13	426	1570	1570	
		ПЭВТ	31,3	31,24	418	1338	1338	
		Мин лето	26,1	26,05	409	1570	1570	
		Макс паводок (половодье)	19,4	19,45	328	1686	1686	
			Мин паводок (половодье)	16,7	16,73	282	1686	1686
		ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №2	Макс зима МУ	25,6	25,6	469	1832	1832
	Макс зима 0,92		26,5	26,55	531	2000	2000	
	Мин зима МУ		22,7	22,76	417	1832	1832	
	Мин зима 0,92		23,5	23,55	471	2000	2000	
	Макс лето		25,8	25,73	404	1570	1570	
	ПЭВТ		29,7	29,67	397	1338	1338	
	Мин лето		24,6	24,59	386	1570	1570	
	Макс паводок (половодье)		18,5	18,45	311	1686	1686	
			Мин паводок (половодье)	15,8	15,78	266	1686	1686
		ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №1	Макс зима МУ	25,6	25,6	469	1832	1832
	Макс зима 0,92		26,5	26,55	531	2000	2000	
	Мин зима МУ		22,7	22,76	417	1832	1832	
	Мин зима 0,92		23,5	23,55	471	2000	2000	
	Макс лето		25,8	25,73	404	1570	1570	
	ПЭВТ		29,7	29,67	397	1338	1338	
	Мин лето		24,6	24,59	386	1570	1570	
	Макс паводок (половодье)		18,5	18,45	311	1686	1686	

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2				
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{дтн}, А$
		Мин паводок (половодье)	15,8	15,78	266	1686	1686
ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №1	ВЛ 330 кВ КАЭС-2 – Князегубская	Макс зима МУ	24,6	24,6	492	2000	2000
		Макс зима 0,92	24,7	24,65	493	2000	2000
		Мин зима МУ	24,6	24,55	491	2000	2000
		Мин зима 0,92	24,6	24,6	492	2000	2000
		Макс лето	26,3	26,34	491	1864	1864
		ПЭВТ	30,5	30,43	490	1610	1610
		Мин лето	26,3	26,29	490	1864	1864
		Макс паводок (половодье)	24,6	24,55	491	2000	2000
	Мин паводок (половодье)	24,5	24,5	490	2000	2000	
	ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №2	Макс зима МУ	17,9	17,85	357	2000	2000
		Макс зима 0,92	24,9	24,95	499	2000	2000
		Мин зима МУ	13	13	260	2000	2000
		Мин зима 0,92	18,9	18,95	379	2000	2000
		Макс лето	11,7	11,7	218	1864	1864
		ПЭВТ	14	14,04	226	1610	1610
		Мин лето	10,8	10,78	201	1864	1864
Макс паводок (половодье)		14,3	14,3	286	2000	2000	
Мин паводок (половодье)	14,8	14,8	296	2000	2000		
ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №2	ВЛ 330 кВ КАЭС-2 – Князегубская	Макс зима МУ	24,4	24,35	487	2000	2000
		Макс зима 0,92	24,4	24,45	489	2000	2000
		Мин зима МУ	24,4	24,35	487	2000	2000
		Мин зима 0,92	24,4	24,4	488	2000	2000
		Макс лето	26,1	26,13	487	1864	1864
		ПЭВТ	30,2	30,25	487	1610	1610
		Мин лето	26,1	26,07	486	1864	1864
		Макс паводок (половодье)	24,4	24,4	488	2000	2000
		Мин паводок (половодье)	24,5	24,5	490	2000	2000
	ВЛ 330 кВ КАЭС – КАЭС-2 №1	Макс зима МУ	17,8	17,85	357	2000	2000

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Кольской АЭС-2				
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$
		Макс зима 0,92	24,9	24,9	498	2000	2000
		Мин зима МУ	13	13	260	2000	2000
		Мин зима 0,92	18,9	18,9	378	2000	2000
		Макс лето	11,7	11,7	218	1864	1864
		ПЭВТ	14	14,04	226	1610	1610
		Мин лето	10,8	10,78	201	1864	1864
		Макс паводок (половодье)	14,3	14,3	286	2000	2000
		Мин паводок (половодье)	14,8	14,8	296	2000	2000

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Кольской АЭС-2 на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

6.2.2.4 Объем капитальных затрат на реализацию мероприятий для схемы выдачи мощности Кольской АЭС-2

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий для разработанных вариантов предварительной СВМ Кольской АЭС-2 приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий вариантов предварительной СВМ Кольской АЭС-2

Наименование мероприятия	Напряжение, кВ	Линия электропередачи			Подстанция			Год реализации	Итоговая стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
		Тип исполнения (ВЛ, КЛ, КВЛ)	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода	Мощность и количество трансформаторов/ реакторов, МВА/Мвар	Схема РУ ВН	Количество ячеек выключателя, шт.		
Вариант № 1									
Строительство ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Кольская АЭС-2 №1	330	ВЛ	1×1×25	АС-400	–	–	–	2035	4199,90
Расширение РУ 330 кВ Кольской АЭС на одну ячейку	330	–	–	–	–	330-17	1		848,89
Строительство захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Князегубская №2 на Кольскую АЭС-2	330	ВЛ	1×2×8	АС-400	–	–	–		2129,45
<i>Итого по Варианту № 1</i>									<i>7178,24</i>
Вариант № 2									
Строительство захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Мончегорск №1 на Кольскую АЭС-2	330	ВЛ	1×2×25	АС-400	–	–	–	2035	6419,21
Строительство захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Князегубская №2 на Кольскую АЭС-2	330	ВЛ	1×2×8	АС-400	–	–	–		2129,45
<i>Итого по Варианту № 2</i>									<i>8548,66</i>
Вариант № 3									
Строительство захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Оленегорск на Кольскую АЭС-2	330	ВЛ	1×2×25	АС-400	–	–	–	2035	6419,21
Строительство захода ВЛ 330 кВ Кольская АЭС – Князегубская №2 на Кольскую АЭС-2	330	ВЛ	1×2×8	АС-400	–	–	–		2129,45
<i>Итого по Варианту № 3</i>									<i>8548,66</i>

Капитальные затраты на реализацию вариантов СВМ Кольской АЭС-2 составляют:

- по Варианту № 1 – 7178,24 млн руб. (100 %);
- по Варианту № 2 – 8548,66 млн руб. (119 %);
- по Варианту № 3 – 8548,66 млн руб. (119 %).

Как следует из результатов выполненных расчетов капитальных затрат, наиболее экономичным вариантом СВМ Кольской АЭС-2 является Вариант № 1.

6.2.3 Схема выдачи мощности Смоленской АЭС-2

6.2.3.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Смоленской АЭС-2 расположена вблизи города Десногорска в Смоленской области на расстоянии 5 км от Смоленской АЭС.

Год ввода:

- блок 1 – 2033 год;
- блок 2 – 2035 год.

Планируемая установленная генерирующая мощность Смоленской АЭС-2 составляет 2400 МВт, единичная мощность блока составляет 1200 МВт.

Вывод из эксплуатации блоков 1, 2, 3 Смоленской АЭС суммарной установленной мощностью 3000 МВт запланирован в 2032, 2035 и 2039 годах соответственно.

На этапе 2036 года суммарная установленная мощность энергоузла Смоленской АЭС и Смоленской АЭС-2 составит 3400 МВт.

6.2.3.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Смоленской АЭС-2

Реализация СВМ Смоленской АЭС-2 предполагает следующие мероприятия:

- строительство заходов ВЛ 500 кВ САЭС – Михайловская в новое РУ 500 кВ Смоленской АЭС-2 с образованием новых ВЛ 500 кВ САЭС-2 – Михайловская и ВЛ 500 кВ САЭС – САЭС-2;

- строительство заходов двух ВЛ 330 кВ САЭС – Рославль в новое РУ 330 кВ Смоленской АЭС-2 с образованием двух новых ВЛ 330 кВ САЭС-2 – Рославль №1 и № 2 и двух ВЛ 330 кВ САЭС-2 – САЭС №1 и № 2;

- установка двух автотрансформаторов связи АТ 500/330 кВ мощностью 3×167 МВА.

Учитывая конфигурацию существующих электрических сетей в районе предполагаемого места размещения Смоленской АЭС-2 и установленную мощность станции, равную 2400 МВт, разработанный вариант СВМ Смоленской АЭС-2 предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Смоленской АЭС-2 являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.3.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Смоленской АЭС-2

В таблице 33 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Смоленской АЭС-2 с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 34 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Смоленской АЭС-2 с расчетной токовой нагрузкой при

нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 33 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Смоленской АЭС-2 с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Смоленской АЭС-2

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Смоленской АЭС-2				
		$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$
1АТ-42 САЭС	Макс зима 0,92	48	31	336	695	1100
	Мин зима 0,92	50	32	347	695	1100
	Макс зима МУ	54	36	346	640	955
	Мин зима МУ	56	37	358	640	955
	ПЭВТ	63	38	333	533	869
	Макс лето	58	38	336	583	874
	Мин лето	59	39	345	583	874
2АТ-11 САЭС	Макс зима 0,92	49	31	341	695	1100
	Мин зима 0,92	51	32	352	695	1100
	Макс зима МУ	55	37	351	640	955
	Мин зима МУ	57	38	363	640	955
	ПЭВТ	63	39	338	533	869
	Макс лето	58	39	340	583	874
	Мин лето	60	40	349	583	874
3АТ-11 САЭС	Макс зима 0,92	18	13	207	1156	1541
	Мин зима 0,92	11	8	123	1156	1541
	Макс зима МУ	16	12	165	1064	1348
	Мин зима МУ	9	7	95	1064	1348
	ПЭВТ	5	4	42	886	1156
	Макс лето	2	2	21	970	1261
	Мин лето	6	4	54	970	1261
4АТ-22 САЭС	Макс зима 0,92	18	14	209	1156	1541
	Мин зима 0,92	11	8	125	1156	1541
	Макс зима МУ	16	12	166	1064	1348
	Мин зима МУ	9	7	96	1064	1348
	ПЭВТ	5	4	43	886	1156
	Макс лето	2	2	22	970	1261
	Мин лето	5	4	53	970	1261
ВЛ 500 кВ САЭС-2 – Михайловская	Макс зима 0,92	38	38	769	2000	2000
	Мин зима 0,92	45	45	901	2000	2000
	Макс зима МУ	42	42	848	2000	2000
	Мин зима МУ	48	48	967	2000	2000

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Смоленской АЭС-2				
		$I_{расч}/I_{длн}, \%$	$I_{расч}/I_{длн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длн}, А$	$I_{длн}, А$
	ПЭВТ	48	48	961	2000	2000
	Макс лето	50	50	990	2000	2000
	Мин лето	55	55	1104	2000	2000
ВЛ 500 кВ САЭС-2 – Рославль 1 ц.	Макс зима 0,92	7	7	138	2000	2000
	Мин зима 0,92	9	9	170	2000	2000
	Макс зима МУ	8	8	166	2000	2000
	Мин зима МУ	10	10	204	2000	2000
	ПЭВТ	10	9	146	1490	1579
	Макс лето	9	8	151	1734	1784
	Мин лето	10	9	169	1734	1784
ВЛ 500 кВ САЭС-2 – Рославль 2 ц.	Макс зима 0,92	7	7	133	2000	2000
	Мин зима 0,92	8	8	163	2000	2000
	Макс зима МУ	8	8	159	2000	2000
	Мин зима МУ	10	10	197	2000	2000
	ПЭВТ	9	9	141	1579	1579
	Макс лето	8	8	146	1784	1784
	Мин лето	9	9	162	1784	1784
ВЛ 500 кВ САЭС-2 – Смоленская АЭС	Макс зима 0,92	62	62	1233	2000	2000
	Мин зима 0,92	56	56	1115	2000	2000
	Макс зима МУ	59	59	1170	2000	2000
	Мин зима МУ	54	54	1075	2000	2000
	ПЭВТ	53	53	1050	2000	2000
	Макс лето	51	51	1023	2000	2000
	Мин лето	46	46	929	2000	2000
ВЛ 500 кВ САЭС-2 – Смоленская АЭС 1ц.	Макс зима 0,92	25	25	492	2000	2000
	Мин зима 0,92	25	25	508	2000	2000
	Макс зима МУ	25	25	507	2000	2000
	Мин зима МУ	26	26	524	2000	2000
	ПЭВТ	33	31	490	1490	1579
	Макс лето	28	28	493	1734	1784
	Мин лето	29	28	506	1734	1784
ВЛ 500 кВ САЭС-2 – Смоленская АЭС 2ц.	Макс зима 0,92	27	27	537	2000	2000
	Мин зима 0,92	28	28	552	2000	2000
	Макс зима МУ	28	28	552	2000	2000
	Мин зима МУ	28	28	569	2000	2000

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Смоленской АЭС-2				
		$I_{расч}/I_{длн}, \%$	$I_{расч}/I_{длн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длн}, А$	$I_{длн}, А$
	ПЭВТ	34	34	535	1579	1579
	Макс лето	30	30	538	1784	1784
	Мин лето	31	31	551	1784	1784
	Макс зима 0,92	53	42	1300	2450	3100
ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская	Мин зима 0,92	59	47	1451	2450	3100
	Макс зима МУ	59	48	1379	2357	2880
	Мин зима МУ	65	53	1524	2357	2880
	ПЭВТ	80	71	1598	2000	2260
	Макс лето	76	64	1637	2148	2576
	Мин лето	82	69	1770	2148	2576
	Макс зима 0,92	36	36	721	2000	2000
ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Белорусская	Мин зима 0,92	37	36	729	2000	2000
	Макс зима МУ	37	36	729	2000	2000
	Мин зима МУ	37	37	735	2000	2000
	ПЭВТ	35	35	697	2000	2000
	Макс лето	35	35	707	2000	2000
	Мин лето	36	36	722	2000	2000
	Макс зима 0,92	88	88	1750	2000	2000
ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Новобрянская	Мин зима 0,92	80	80	1596	2000	2000
	Макс зима МУ	84	84	1679	2000	2000
	Мин зима МУ	78	78	1550	2000	2000
	ПЭВТ	70	70	1399	2000	2000
	Макс лето	68	68	1366	2000	2000
	Мин лето	63	63	1255	2000	2000
	Макс зима 0,92	49	38	354	724	926
САЭС-2: АТ-1	Мин зима 0,92	52	40	374	724	926
	Макс зима МУ	51	43	371	724	869
	Мин зима МУ	54	45	390	724	869
	ПЭВТ	54	46	361	666	782
	Макс лето	52	45	366	698	816
	Мин лето	55	47	382	698	816
	Макс зима 0,92	48	38	350	724	926
САЭС-2: АТ-2	Мин зима 0,92	51	40	370	724	926
	Макс зима МУ	51	42	367	724	869
	Мин зима МУ	53	44	386	724	869

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Смоленской АЭС-2				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{адгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{адгн}, А$
	ПЭВТ	54	46	358	666	782
	Макс лето	52	44	362	698	816
	Мин лето	54	46	379	698	816

Таблица 34 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Смоленской АЭС-2 с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Смоленской АЭС-2

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Смоленской АЭС-2					
			$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{адгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{адгн}, А$	
ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская	ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Новобрянская	Макс зима 0,92	103	82	2530	2450	3100	
		Мин зима 0,92	106	83	2587	2450	3100	
		Макс зима МУ	109	89	2569	2357	2880	
		Мин зима МУ	112	92	2649	2357	2880	
		ПЭВТ	129	115	2588	2000	2260	
		Макс лето	122	102	2619	2148	2576	
	ВЛ 500 кВ САЭС-2 – Михайловская	Мин лето		126	105	2711	2148	2576
				103	86	2210	2148	2576

В нормальной схеме электрической сети, прилегающей к Смоленской АЭС-2, на этапе 2036 года превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования не выявлены.

При нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах электрической сети, прилегающей к Смоленской АЭС-2, на этапе 2036 года выявлены превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования.

ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская.

Превышение ДДТН и АДТН ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская выявлено при АО ВЛ 750 кВ Смоленская АЭС – Новобрянская. Наибольшее превышение ДДТН и АДТН выявлено для РБУ ПЭВТ на этапе 2036 года и составляет 2588 А (129 % от ДДТН, 115 % от АДТН).

С целью исключения токовых перегрузок ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская рекомендуется реконструкция участка ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская длиной 1,5 км, выполненного проводом 3×АС-400/51, с заменой на провод 4×АС-400/27 и рекомендуется замена ВЧЗ с номинальным током 2000/2400 А на ПС 500 кВ Калужская на ВЧЗ с номинальным током 3150 А.

6.2.4 Схема выдачи мощности Южной АЭС

6.2.4.1 Общие сведения

Месторасположение площадки Южной АЭС будет уточнено по результатам предпроектных проработок.

Год ввода:

– блок 1 – 2036 год;

– блок 2 – 2039 год.

Планируемая установленная генерирующая мощность Южной АЭС составляет 2400 МВт, единичная мощность блока составляет 1200 МВт.

Вывод из эксплуатации блоков 1, 2, 5, 6 Новочеркасской ГРЭС суммарной установленной мощностью 1088 МВт запланирован до 2036 года.

На этапе до 2036 года суммарная установленная мощность энергоузла Новочеркасской ГРЭС и Южной АЭС составит 2370 МВт.

6.2.4.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Южной АЭС

Вариант № 1 СВМ Южной АЭС.

Реализация СВМ Южной АЭС по Варианту № 1 предполагает следующие мероприятия:

– строительство двух одноцепных заходов 330 кВ от РУ 330 кВ Южной АЭС до ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк ориентировочной протяженностью 164 км с ДДТН не менее 1650 А при ТНВ +25 °С с образованием ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 1 и ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк;

– строительство ВЛ 330 кВ ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2 ориентировочной протяженностью 200 км с ДДТН не менее 1650 А при ТНВ +25 °С;

– строительство двухцепного захода 220 кВ от РУ 220 кВ Южной АЭС до КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20 ориентировочной протяженностью 120 км с ДДТН не менее 690 А при ТНВ +25 °С с образованием ВЛ 220 кВ Южная АЭС – Койсуг и ВЛ 220 кВ Южная АЭС – А-20.

Вариант № 2 СВМ Южной АЭС.

Реализация СВМ Южной АЭС по Варианту № 2 предполагает следующие мероприятия:

– строительство двух одноцепных заходов 330 кВ от РУ 330 кВ Южной АЭС до ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк ориентировочной протяженностью 164 км с ДДТН не менее 1650 А при ТНВ +25 °С с образованием ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 1 и ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк;

– строительство двух одноцепных заходов 330 кВ от РУ 330 кВ Южной АЭС до ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Ростовская ориентировочной протяженностью 200 км с ДДТН не менее 1650 А при ТНВ +25 °С с образованием ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2 и ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Ростовская;

– реконструкция Новочеркасской ГРЭС с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ, АТ-2 330/220/35 кВ, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на три автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Южной АЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического

присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.4.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Южной АЭС

В таблице 35 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Южной АЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 36 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Южной АЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 35 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Южной АЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант № 1 СВМ Южной АЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Южной АЭС				
		$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
ВЛ 220 кВ Южная АЭС – А-20	Макс зима 0,92	55,4	49,3	493	890	1000
	Макс зима МУ	59,7	49,8	474	793	952
	ПЭВТ	81,9	68,2	497	607	729
	Макс лето	64,8	54,0	456	704	845
ВЛ 220 кВ Южная АЭС – Койсуг	Макс зима 0,92	50,1	44,6	446	890	1000
	Макс зима МУ	56,5	47,1	448	793	952
	ПЭВТ	72,5	60,4	440	607	729
	Макс лето	58,8	49,0	414	704	845
ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк	Макс зима 0,92	25,4	25,4	507	2000	2000
	Макс зима МУ	22,7	21,6	431	1897	2000
	ПЭВТ	44,3	36,9	643	1452	1742
	Макс лето	38,7	32,8	652	1683	1988
ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2	Макс зима 0,92	29,7	29,7	593	2000	2000
	Макс зима МУ	33,9	32,2	643	1897	2000
	ПЭВТ	37	30,8	537	1452	1742
	Макс лето	31,2	26,5	526	1683	1988
ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 1	Макс зима 0,92	23,7	23,7	474	2000	2000
	Макс зима МУ	27	25,6	512	1897	2000
	ПЭВТ	29,8	24,9	433	1452	1742
	Макс лето	25	21,1	420	1683	1988

113

Таблица 36 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Южной АЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант № 1 СВМ Южной АЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Южной АЭС				
			$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
ВЛ 220 кВ Южная АЭС – А-20	ВЛ 220 кВ Южная АЭС – Койсуг	Макс зима 0,92	69,5	61,9	619	890	1000
		Макс зима МУ	75,8	63,1	601	793	952
		ПЭВТ	101,9	84,8	618	607	729
		Макс лето	81,5	67,8	573	704	845

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Южной АЭС					
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$	
ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2	Макс зима 0,92	Макс зима МУ	69,6	61,9	619	890	1000	
		ПЭВТ	77,2	64,3	612	793	952	
		Макс лето	100,1	83,4	608	607	729	
		Макс зима МУ	80,8	67,2	568	704	845	
	ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк	Макс зима 0,92	Макс зима МУ	69,1	61,5	615	890	1000
		ПЭВТ	72,3	60,2	573	793	952	
		Макс лето	108,1	90,0	656	607	729	
		Макс зима МУ	87,8	73,1	618	704	845	
ВЛ 220 кВ Южная АЭС – Койсуг	ВЛ 220 кВ Южная АЭС – А-20	Макс зима 0,92	Макс зима МУ	66,2	59,0	590	890	1000
		ПЭВТ	74,1	61,8	588	793	952	
		Макс лето	95,8	79,8	582	607	729	
		Макс зима МУ	77,9	64,9	548	704	845	
	ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2	Макс зима 0,92	Макс зима МУ	64,6	57,5	575	890	1000
		ПЭВТ	74,5	62,1	591	793	952	
		Макс лето	91,1	75,9	553	607	729	
		Макс зима МУ	75,4	62,7	530	704	845	
	ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк	Макс зима 0,92	Макс зима МУ	64,8	57,7	577	890	1000
		ПЭВТ	70	58,4	556	793	952	
		Макс лето	100,3	83,5	609	607	729	
		Макс зима МУ	83,6	69,6	588	704	845	
ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 1	АТГ Южной АЭС	Макс зима 0,92	Макс зима МУ	33,4	33,4	668	2000	2000
		ПЭВТ	37,2	35,3	706	1897	2000	
		Макс лето	42,7	35,6	621	1452	1742	
		Макс зима МУ	35,8	30,3	602	1683	1988	
	ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2	Макс зима 0,92	Макс зима МУ	36,4	36,4	728	2000	2000
		ПЭВТ	41,6	39,5	790	1897	2000	
		Макс лето	45,3	37,7	657	1452	1742	
		Макс зима МУ	38,5	32,5	647	1683	1988	
	ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк	Макс зима 0,92	Макс зима МУ	30,7	30,7	614	2000	2000
		ПЭВТ	32,9	31,3	625	1897	2000	
		Макс лето	42,2	35,2	613	1452	1742	
		Макс зима МУ	35,9	30,4	604	1683	1988	
ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2	АТГ Южной АЭС	Макс зима 0,92	Макс зима МУ	42	42,0	840	2000	2000
		ПЭВТ	46,8	44,4	888	1897	2000	
		Макс лето	53,5	44,6	777	1452	1742	

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Южной АЭС				
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$
		Макс лето	45	38,1	757	1683	1988
	ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 1	Макс зима 0,92	41,3	41,3	826	2000	2000
		Макс зима МУ	47,2	44,8	895	1897	2000
		ПЭВТ	51,2	42,7	744	1452	1742
		Макс лето	43,5	36,8	732	1683	1988
	ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк	Макс зима 0,92	38,5	38,6	771	2000	2000
		Макс зима МУ	41,4	39,3	786	1897	2000
		ПЭВТ	52,8	44,0	767	1452	1742
		Макс лето	45,1	38,1	758	1683	1988
	АТГ Южной АЭС	Макс зима 0,92	35,5	35,5	710	2000	2000
		Макс зима МУ	33	31,3	626	1897	2000
		ПЭВТ	58,3	48,6	846	1452	1742
		Макс лето	50	42,4	842	1683	1988
	ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 1	Макс зима 0,92	30,6	30,7	613	2000	2000
		Макс зима МУ	28,5	27,1	541	1897	2000
		ПЭВТ	50,9	42,4	738	1452	1742
		Макс лето	44,3	37,5	746	1683	1988
	ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2	Макс зима 0,92	32,6	32,7	653	2000	2000
		Макс зима МУ	30,7	29,2	583	1897	2000
		ПЭВТ	53,3	44,4	774	1452	1742
		Макс лето	46,5	39,3	782	1683	1988

В нормальной схеме электрической сети, прилегающей к Южной АЭС, на этапе 2036 года превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования не выявлены.

При нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах электрической сети, прилегающей к Южной АЭС, на этапе 2036 года выявлены превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования.

ВЛ 220 кВ Южная АЭС – А-20, ВЛ 220 кВ Южная АЭС – Койсуг.

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Южная АЭС – А-20 и ВЛ 220 кВ Южная АЭС – Койсуг выявлено при АО ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк. Наибольшее превышение ДДТН выявлено для РБУ ПЭВТ на этапе 2036 года и составляет 656 А (108,1 % от ДДТН, 90 % от АДТН) и 609 А (100,3 % от ДДТН, 83,5 % от АДТН) соответственно.

Схемно-режимные мероприятия для недопущения превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Южная АЭС – А-20 и ВЛ 220 кВ Южная АЭС – Койсуг отсутствуют.

Технические мероприятия по недопущению выявленных превышений ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования должны быть определены при прохождении процедуры технологического присоединения на этапе выполнения СВМ Южной АЭС в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.4.4 Объем капитальных затрат на реализацию мероприятий для схемы выдачи мощности Южной АЭС

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий для разработанных вариантов предварительной СВМ Южной АЭС приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий вариантов предварительной СВМ Южной АЭС

Наименование мероприятия	Напряжение, кВ	Линия электропередачи			Подстанция			Год реализации	Итоговая стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
		Тип исполнения (ВЛ, КЛ, КВЛ)	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода	Мощность и количество трансформаторов/ реакторов, МВА/Мвар	Схема РУ ВН	Количество ячеек выключателя, шт.		
Вариант № 1									
Строительство двух одноцепных заходов 330 кВ от РУ 330 кВ Южной АЭС до ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк ориентировочной протяженностью 164 км с образованием ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 1 и ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк I	330	ВЛ	2×1×164	2АС-400/51	–	–	–	2036	32343,99
Строительство ВЛ 330 кВ ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2 ориентировочной протяженностью 200 км	330	ВЛ	1×1×200	2АС-400/51	–	–	–		18435,00
Строительство двухцепного захода 220 кВ от РУ 220 кВ Южной АЭС до КВЛ 220 кВ Койсуг – А-20 ориентировочной протяженностью 120 км с образованием ВЛ 220 кВ Южная АЭС – Койсуг и ВЛ 220 кВ Южная АЭС – А-20	220	ВЛ	1×2×120	АС-300	–	–	–		11866,26
<i>Итого по Варианту № 1</i>									<i>62645,25</i>

Наименование мероприятия	Напряжение, кВ	Линия электропередачи			Подстанция			Год реализации	Итоговая стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
		Тип исполнения (ВЛ, КЛ, КВЛ)	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода	Мощность и количество трансформаторов/ реакторов, МВА/Мвар	Схема РУ ВН	Количество ячеек выключателя, шт.		
Вариант № 2									
Строительство двух одноцепных заходов 330 кВ от РУ 330 кВ Южной АЭС до ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Тихорецк ориентировочной протяженностью 164 км с образованием ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 1 и ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Тихорецк	330	ВЛ	2×1×164	2АС-400/51	–	–	–	2036	32343,99
Строительство двух одноцепных заходов 330 кВ от РУ 330 кВ Южной АЭС до ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС – Ростовская ориентировочной протяженностью 200 км с образованием ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Новочеркасская ГРЭС № 2 и ВЛ 330 кВ Южная АЭС – Ростовская	330	ВЛ	2×1×200	2АС-400/51	–	–	–		36853,28
Реконструкция Новочеркасской ГРЭС с заменой автотрансформаторов АТ-1 330/220/35 кВ, АТ-2 330/220/35 кВ, АТ-3 330/220/35 кВ мощностью 240 МВА каждый на три автотрансформатора 330/220/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	330	–	–	–	3×250	–	–		3731,22
<i>Итого по Варианту № 2</i>									<i>72928,49</i>

Капитальные затраты на реализацию вариантов СВМ Южной АЭС составляют:

- по Варианту № 1 – 62645,25 млн руб. (100 %);
- по Варианту № 2 – 72928,49 млн руб. (116 %).

Как следует из результатов выполненных расчетов капитальных затрат, наиболее экономичным вариантом СВМ Южной АЭС является Вариант № 1.

6.2.5 Схема выдачи мощности Ударной ТЭС

6.2.5.1 Общие сведения

Сооружение дополнительной ПГУ мощностью 250 МВт планируется на территории существующей Ударной ТЭС, расположенной в Крымском районе Краснодарского края, вблизи села Ударное.

Год ввода: 2028 год.

Мощность ПГУ: 250 МВт.

После ввода в эксплуатацию новой ПГУ установленная мощность Ударной ТЭС на этапе 2036 года составит 810 МВт.

6.2.5.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Ударной ТЭС

Реализация СВМ Ударной ТЭС с учетом ввода новой ПГУ установленной мощностью 250 МВт предполагает следующие мероприятия:

– строительство участка ЛЭП 220 кВ от РУ 220 кВ Ударной ТЭС до существующей ВЛ 220 кВ Тамань – Вышестеблиевская № 1 или №2 ориентировочной протяженностью 52 км с ДДТН не менее 801 А при ГНВ +25 °С с отсоединением последней от РУ 220 кВ ПС 500 кВ Тамань с образованием ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Вышестеблиевская.

Учитывая конфигурацию электрической сети, прилегающей к шинам Ударной ТЭС, и установленную мощность станции, равную 810 МВт после ввода новой ПГУ установленной мощностью 250 МВт, разработанный вариант СВМ Ударной ТЭС предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Ударной ТЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.5.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Ударной ТЭС

В таблице 38 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ударной ТЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 39 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ударной ТЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 38 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ударной ТЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Ударной ТЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Ударной ТЭС				
		$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$
ВЛ 500 кВ Кубанская – Тамань	ПЭВТ	14	13	258	1896	2000
ВЛ 500 кВ Тамань – Тихорецк	ПЭВТ	22	18	395	1795	2154
ВЛ 500 кВ Ростовская – Тамань	ПЭВТ	27	24	476	1795	2000
ВЛ 220 кВ Кубанская – Кирилловская	ПЭВТ	86	72	516	598	718
ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская	ПЭВТ	85	65	587	690	898
ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Вышестеблиевская	ПЭВТ	42	33	312	748	934
ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Тамань	ПЭВТ	28	22	196	690	899
ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Чекон	ПЭВТ	71	59	445	625	750
ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Киевская	ПЭВТ	68	57	427	625	750
ВЛ 220 кВ Тамань – Виноградная	ПЭВТ	37	29	259	696	907
ВЛ 220 кВ Бужора – Виноградная	ПЭВТ	31	23	213	696	907
ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон	ПЭВТ	56	46	348	625	750
ВЛ 220 кВ Киевская – НПС-8	ПЭВТ	59	49	368	625	750
ВЛ 220 кВ Кубанская – НПС-8	ПЭВТ	51	43	321	625	750
АТ-1 ПС 220 кВ Славянская	ПЭВТ	94	71	254	271	360
АТ-2 ПС 220 кВ Славянская	ПЭВТ	62	46	218	350	471
АТ-1 ПС 220 кВ Вышестеблиевская	ПЭВТ	68	50	237	350	471
АТ-2 ПС 220 кВ Вышестеблиевская	ПЭВТ	67	50	235	350	471
АТ-3 ПС 220 кВ Вышестеблиевская	ПЭВТ	69	52	243	350	471
АТ-1 ПС 500 кВ Тамань	ПЭВТ	27	20	177	645	868
АТ-2 ПС 500 кВ Тамань	ПЭВТ	27	20	174	645	868
АТ-3 ПС 500 кВ Тамань	ПЭВТ	28	21	178	645	868

Таблица 39 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ударной ТЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Ударной ТЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Ударной ТЭС				
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$
ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская	ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Киевская	ПЭВТ	111	85	765	690	899
	ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Чекон	ПЭВТ	104	80	717	690	899

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Ударной ТЭС				
			$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}, A$	$I_{длtn}, A$	$I_{длtn}, A$
	ВЛ 220 кВ Бужора – Чекон	ПЭВТ	101	77	693	690	899

В нормальной схеме электрической сети, прилегающей к Ударной ТЭС, на этапе 2036 года превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования не выявлены.

При нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах электрической сети, прилегающей к Ударной ТЭС, на этапе 2036 года выявлены превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования.

ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская.

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская выявлено при АО ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Киевская. Наибольшее превышение ДДТН выявлено для РБУ ПЭВТ на этапе 2036 года и составляет 765 А (111 % от ДДТН).

Схемно-режимные мероприятия для недопущения превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская отсутствуют.

Технические мероприятия по недопущению выявленных превышений ДДТН/АДТН ВЛ 220 кВ Ударная ТЭС – Славянская должны быть определены при прохождении процедуры технологического присоединения на этапе выполнения СВМ Ударной ТЭС в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.6 Схема выдачи мощности Лабинской ГАЭС

6.2.6.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Лабинской ГАЭС расположена в нескольких километрах южнее районного центра Мостовской Краснодарского края, на правобережном склоне реки Лаба, левого притока Кубани.

Год ввода: 2030 год.

Планируемая установленная мощность Лабинской ГАЭС составляет 600/660 МВт (турбинный режим/насосный режим), единичная мощность генерирующего агрегата составляет 300 МВт.

6.2.6.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Лабинской ГАЭС

Реализация СВМ Лабинской ГАЭС предполагает следующие мероприятия:

– строительство двухцепного захода от ВЛ 220 кВ Центральная – Горячий Ключ на РУ 220 кВ Лабинской ГАЭС ориентировочной протяженностью 121 км с ДДТН не менее 710 А при ТНВ +25 °С с образованием ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная №1 и ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Горячий Ключ;

– строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная II и III цепь 118 км с ДДТН не менее 825 А при ТНВ +25 °С;

– расширение РУ 220 кВ ПС 500 кВ Центральная на две линейные ячейки.

Учитывая конфигурацию существующих электрических сетей в районе предполагаемого места размещения Лабинской ГАЭС и установленную мощность станции, равную 600/660 МВт, а также необходимость выдачи всей располагаемой мощности Лабинской ГАЭС в энергорайон за КС «ОЭС – Кубань», разработанный вариант СВМ Лабинской ГАЭС предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ Лабинской ГАЭС. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Лабинской ГАЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.6.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Лабинской ГАЭС

В таблице 40 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Лабинской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 41 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Лабинской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 40 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Лабинской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Лабинской ГАЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Лабинской ГАЭС				
		$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Горячий ключ	ПЭВТ	61	51	382	625	750
	Мин лето	36	30	250	693	832
ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная №1	ПЭВТ	56	47	352	625	750
	Мин лето	68	57	474	693	832
ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная II цепь	ПЭВТ	54	54	389	726	726
	Мин лето	65	65	520	805	805
ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная III цепь	ПЭВТ	54	54	390	726	726
	Мин лето	65	65	521	805	805

Таблица 41 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Лабинской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Лабинской ГАЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Лабинской ГАЭС				
			$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Горячий ключ	ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная №1	ПЭВТ	72	60	453	625	750
		Мин лето	51	42	351	693	832
	ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная II цепь	ПЭВТ	74	62	462	625	750
		Мин лето	54	45	371	693	832
	ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная III цепь	ПЭВТ	74	62	462	625	750
		Мин лето	54	45	371	693	832
ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная №1	ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная II цепь	ПЭВТ	78	65	485	625	750
		Мин лето	97	81	673	693	832
	ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная III цепь	ПЭВТ	77	65	484	625	750
		Мин лето	97	81	672	693	832
ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная II цепь	ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная №1	ПЭВТ	72	72	520	726	726
		Мин лето	88	88	707	805	805
	ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная III цепь	ПЭВТ	74	74	536	726	726
		Мин лето	92	92	740	805	805
ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная III цепь	ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная №1	ПЭВТ	72	72	520	726	726
		Мин лето	88	88	707	805	805

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Лабинской ГАЭС				
			$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
	ВЛ 220 кВ Лабинская ГАЭС – Центральная III цепь	ПЭВТ	74	74	536	726	726
		Мин лето	92	92	740	805	805

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Лабинской ГАЭС на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

6.2.7 Схема выдачи мощности Балаклавской ГАЭС

6.2.7.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Балаклавской ГАЭС расположена в Республике Крым, район Балаклавской бухты.

Год ввода: 2030 год.

Планируемая установленная генерирующая мощность Балаклавской ГАЭС составляет 330/400 МВт, единичная мощность агрегата составляет 165 МВт.

6.2.7.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Балаклавской ГАЭС

Реализация СВМ Балаклавской ГАЭС предполагает следующие мероприятия:

– строительство двухцепного захода от КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Нахимовская на ОРУ 330 кВ Балаклавской ГАЭС ориентировочной протяженностью 7 км с ДДТН не менее 1220 А при ТНВ +25 °С с образованием КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Балаклавская ГАЭС и ВЛ 330 кВ Балаклавская ГАЭС – Нахимовская №1;

– реконструкция вновь образованной КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Балаклавская ГАЭС с заменой кабельного участка протяженностью 0,57 км на кабель с ДДТН не менее 926 А при ТНВ +25 °С;

– строительство ВЛ 330 кВ Балаклавская ГАЭС – Нахимовская №2 ориентировочной протяженностью 15 км с ДДТН не менее 1220 А при ТНВ +25 °С;

– расширение РУ 330 кВ ПС 330 кВ Нахимовская на две линейные ячейки (схема 330-15 Трансформаторы – шины с присоединением линий через два выключателя).

Учитывая конфигурацию существующих электрических сетей в районе предполагаемого места размещения Балаклавской ГАЭС и установленную мощность станции, равную 330/400 МВт, разработанный вариант СВМ Балаклавской ГАЭС предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Балаклавской ГАЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.7.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Балаклавской ГАЭС

В таблице 42 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Балаклавской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 43 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Балаклавской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 42 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Балаклавской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Балаклавской ГАЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Балаклавской ГАЭС				
		$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$
КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Балаклавская ГАЭС	Макс зима 0,92	24	20	294	1210	1452
	Мин зима 0,92	77	64	926	1210	1452
	Макс зима МУ	19	16	233	1210	1452
	Мин зима МУ	72	60	865	1210	1452
	ПЭВТ	26	22	314	1210	1452
	Макс лето	20	17	243	1210	1452
	Мин лето	44	36	529	1210	1452
КВЛ 330 кВ Балаклавская ГАЭС – Нахимовская №1	Макс зима 0,92	27	22	417	1561	1873
	Мин зима 0,92	8	7	127	1561	1873
	Макс зима МУ	28	23	383	1391	1670
	Мин зима МУ	4	3	51	1391	1670
	ПЭВТ	32	26	337	1065	1278
	Макс лето	16	13	194	1234	1481
	Мин лето	8	7	103	1234	1481
КВЛ 330 кВ Балаклавская ГАЭС – Нахимовская №2	Макс зима 0,92	26	22	410	1561	1873
	Мин зима 0,92	8	7	125	1561	1873
	Макс зима МУ	27	22	375	1391	1670
	Мин зима МУ	4	3	50	1391	1670
	ПЭВТ	31	26	332	1065	1278
	Макс лето	16	13	192	1234	1481
	Мин лето	8	7	100	1234	1481

Таблица 43 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Балаклавской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Балаклавской ГАЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Балаклавской ГАЭС				
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$
КВЛ 330 кВ Балаклавская ТЭС – Балаклавская ГАЭС	КВЛ 330 кВ Балаклавская ГАЭС – Нахимовская №1	Мин зима 0,92	76	63	916	1210	1452
		Мин зима МУ	71	59	859	1210	1452
		Мин зима 0,92	76	63	916	1210	1452

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Балаклавской ГАЭС				
			$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{длtn}, А$
	КВЛ 330 кВ Балаклавская ГАЭС – Нахимовская №2	Мин зима МУ	71	59	860	1210	1452

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Балаклавской ГАЭС на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

6.2.8 Схема выдачи мощности Ивановской ГЭС

6.2.8.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Ивановской ГЭС расположена в Муйском районе Республики Бурятия, на реке Витим, в 737 км от устья, в 7 км южнее БАМ.

Год ввода:

- блок 1 – 2034 год;
- блоки 2, 3 – 2035 год.

Мощность блока: 70 МВт.

Мощность электростанции: 210 МВт.

6.2.8.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Ивановской ГЭС

Реализация СВМ Ивановской ГЭС предполагает следующие мероприятия:

- сооружение заходов ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда (ТК-47) ориентировочной протяженностью 7 км с ДДТН не менее 690 А при ТНВ +25 °С на Ивановскую ГЭС;
- сооружение заходов ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 7 км с ДДТН не менее 690 А при ТНВ +25 °С на Ивановскую ГЭС.

Учитывая конфигурацию существующих электрических сетей в районе предполагаемого места размещения Ивановской ГЭС и установленную мощность станции, равную 210 МВт, разработанный вариант СВМ Ивановской ГЭС предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Ивановской ГЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.8.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Ивановской ГЭС

В таблице 44 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ивановской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 45 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ивановской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 44 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ивановской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Ивановской ГЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Ивановской ГЭС				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{адгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{адгн}, А$
ВЛ 220 кВ Ивановская ГЭС – Куанда	Макс зима 0,92	67	67	420	630	630
	Макс зима МУ	57	57	362	630	630
	ПЭВТ	42	42	266	630	630
	Макс лето	42	42	266	630	630
	Макс паводок (половодье)	35	35	219	630	630
ВЛ 220 кВ Ивановская ГЭС – Чара	Макс зима 0,92	45	37	408	916	1099
	Макс зима МУ	38	32	352	916	1099
	ПЭВТ	37	31	263	710	852
	Макс лето	34	28	263	771	925
	Макс паводок (половодье)	26	21	217	845	1014
ВЛ 220 кВ Таксимо – Ивановская ГЭС I цепь	Макс зима 0,92	27	27	172	630	630
	Макс зима МУ	19	19	122	630	630
	ПЭВТ	4	4	27	630	630
	Макс лето	4	4	27	630	630
	Макс паводок (половодье)	5	5	32	630	630
ВЛ 220 кВ Таксимо – Ивановская ГЭС II цепь	Макс зима 0,92	19	16	171	916	1099
	Макс зима МУ	13	11	121	916	1099
	ПЭВТ	4	3	27	710	852
	Макс лето	4	3	27	771	925
	Макс паводок (половодье)	4	3	33	845	1014

Таблица 45 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Ивановской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Ивановской ГЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Ивановской ГЭС				
			$I_{расч}/I_{дтп}, \%$	$I_{расч}/I_{адтп}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтп}, А$	$I_{адтп}, А$
ВЛ 220 кВ Ивановская ГЭС – Куанда	ВЛ 220 кВ Ивановская ГЭС – Чара	Макс зима 0,92	120,3	120,3	758	630	630
	Бурейская ГЭС: ГГ-3	Макс зима МУ	104,3	104,3	657	630	630
		Макс зима 0,92	101,9	101,9	642	630	630

В нормальной схеме электрической сети, прилегающей к Ивановской ГЭС, на этапе 2036 года превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования не выявлены.

При нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах электрической сети, прилегающей к Ивановской ГЭС, на этапе 2036 года выявлены превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования.

ВЛ 220 кВ Ивановская ГЭС – Куанда.

Превышение ДДТН и АДТН ВЛ 220 кВ Ивановская ГЭС – Куанда выявлено при АО ВЛ 220 кВ Ивановская ГЭС – Чара. Наибольшее превышение ДДТН и АДТН выявлено для РБУ Макс зима 0,92 на этапе 2036 года и составляет 758 А (120 % от ДДТН, 120 % от АДТН).

Для предотвращения ограничений выдачи мощности Ивановской ГЭС при единичных нормативных возмущениях требуется:

– замена ТТ в цепях ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда и ВЛ 220 кВ Куанда – Чара на ПС 220 кВ Куанда на ТТ не менее 1000 А;

– замена ТТ в цепи ВЛ 220 кВ Таксимо – Куанда на ПС 500 кВ Таксимо на ТТ не менее 1000 А;

– замена ТТ в цепи ВЛ 220 кВ Куанда – Чара на ПС 220 кВ Чара на ТТ не менее 1000 А.

Мероприятия по замене ТТ на ПС 220 кВ Куанда, ПС 220 кВ Чара и ПС 500 кВ Таксимо в приложении № 11 к Генеральной схеме не приводятся.

6.2.9 Схема выдачи мощности Мокской ГЭС

6.2.9.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Мокской ГЭС расположена в Муйском районе Республики Бурятия, на реке Витим, в 758 км от устья, в 28 км южнее БАМ.

Год ввода:

- блок 1 – 2032 год;
- блок 2 – 2033 год;
- блок 3 – 2034 год;
- блок 4 – 2035 год.

Мощность блока: 300 МВт.

Мощность электростанции: 1200 МВт.

6.2.9.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Мокской ГЭС

Реализация СВМ Мокской ГЭС предполагает следующие мероприятия:

- сооружение двух ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо ориентировочной протяженностью 70 км;
- расширение ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Таксимо для присоединения двух ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо;
- строительство ЛЭП 500 кВ от Мокской ГЭС до преобразовательной подстанции в районе Мокской ГЭС ориентировочной протяженностью 5 км;
- ППТ «Мокская ГЭС – Чита» пропускной способностью 1000 МВт и ориентировочной протяженностью 600 км в 2032 году;
- ППТ «Ключи – Чита» пропускной способностью 1000 МВт и ориентировочной протяженностью 800 км в 2036 году.

Учитывая конфигурацию существующих электрических сетей в районе предполагаемого места размещения Мокской ГЭС и установленную мощность станции, равную 1200 МВт, а также необходимость покрытия дефицита мощности в энергорайоне за КС «Братск – Иркутск», за счет передачи постоянного тока ± 500 кВ «Мокская ГЭС – Чита – Ключи», разработанный вариант СВМ предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ Мокской ГЭС. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Мокской ГЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.9.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Мокской ГЭС

В таблице 46 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Мокской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 47 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Мокской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при

нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 46 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Мокской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Мокской ГЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Мокской ГЭС				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{длгн}, А$
ПС 500 кВ Таксимо: АТ-3 (СН)	Макс зима 0,92	22,6	17,6	355	1573	2013
	Макс зима МУ	18,3	15,2	287	1573	1887
	ПЭВТ	23,5	18,5	349	1484	1887
	Макс лето	23,6	19,1	361	1528	1887
	Макс паводок (половодье)	28,3	23,6	446	1573	1887
ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо II цепь	Макс зима 0,92	4,5	4,5	141	3132	3132
	Макс зима МУ	5,3	5,3	142	2672	2672
	ПЭВТ	7,0	7,0	144	2070	2070
	Макс лето	6,3	6,3	142	2246	2246
	Макс паводок (половодье)	5,7	5,7	141	2462	2462
ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс зима 0,92	4,5	4,5	141	3132	3132
	Макс зима МУ	5,4	5,4	143	2672	2672
	ПЭВТ	7,1	7,1	147	2070	2070
	Макс лето	6,4	6,5	145	2246	2246
	Макс паводок (половодье)	5,9	5,8	144	2462	2462
ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Макс зима 0,92	4,8	4,9	152	3132	3132
	Макс зима МУ	7,8	7,8	209	2672	2672
	ПЭВТ	17,0	17,0	352	2070	2070
	Макс лето	15,5	15,5	349	2246	2246
	Макс паводок (половодье)	16,4	16,4	405	2469	2469
ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – ПС 500 кВ Преобразовательная I цепь	Макс зима 0,92	17,9	17,9	561	3132	3132
	Макс зима МУ	20,8	20,8	555	2672	2672
	ПЭВТ	27,1	27,1	560	2070	2070
	Макс лето	24,7	24,7	555	2246	2246
	Макс паводок (половодье)	22,7	22,7	560	2469	2469
ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – ПС 500 кВ Преобразовательная II цепь	Макс зима 0,92	17,9	17,9	561	3132	3132
	Макс зима МУ	20,8	20,8	555	2672	2672
	ПЭВТ	27,1	27,1	560	2070	2070

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Мокской ГЭС				
		$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
		Макс лето	24,7	24,7	555	2246
Макс паводок (половодье)	22,7	22,7	560	2469	2469	

Таблица 47 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Мокской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Мокской ГЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Мокской ГЭС				
			$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
ПС 500 кВ Таксимо: АТ-3	ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43)	ПЭВТ	30,4	24,0	452	1484	1887
		Макс лето	29,2	23,7	447	1528	1887
		Макс паводок (половодье)	37,3	31,1	586	1573	1887
	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо с отпайкой на ПС Ульги-тяговая (ПТ-44)	ПЭВТ	30,2	23,7	448	1484	1887
		Макс лето	29,2	23,7	447	1528	1887
		Макс паводок (половодье)	37,1	30,9	583	1573	1887
	ПС 500 кВ Таксимо: 2 сш 220 кВ	ПЭВТ	28,7	22,6	426	1484	1887
		Макс лето	27,3	22,1	417	1528	1887
		Макс паводок (половодье)	36,3	30,2	570	1573	1887
ВЛ 220 кВ Ангаракан – Окусикан (АО-41)	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс паводок (половодье)	58,7	58,7	496	845	845
		Макс зима 0,92	8,5	8,7	85	1000	972
	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Макс зима МУ	16,5	18,4	165	1000	897
		ПЭВТ	57,2	57,2	406	710	710
		Макс лето	51,7	51,6	398	771	771
		Макс зима 0,92	5,4	5,6	54	1000	972
	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо с отпайкой на ПС Ульги-тяговая (ПТ-44) (уч. от отп. до ПС Таксимо)	Макс зима МУ	9,7	10,8	97	1000	897
		ПЭВТ	29,7	29,7	211	710	710
		Макс лето	26,8	26,8	207	771	771
		Макс паводок (половодье)	29,3	29,3	248	845	845

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Мокской ГЭС					
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$	
ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо II цепь	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс зима 0,92	7,4	7,4	232	3132	3132	
		Макс зима МУ	9,6	9,6	256	2672	2672	
		ПЭВТ	11,7	11,6	241	2070	2070	
		Макс лето	11,2	11,2	252	2246	2246	
		Макс паводок (половодье)	9,8	9,8	242	2462	2462	
ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I цепь	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс паводок (половодье)	48,4	48,4	409	845	845	
	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	ПЭВТ	44,2	44,2	314	710	710	
		Макс лето	40,5	40,5	312	771	771	
	ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян II цепь	ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян II цепь	Макс зима 0,92	33,5	33,5	307	916	916
			Макс зима МУ	30,7	30,7	281	916	916
			ПЭВТ	43	43,0	305	710	710
			Макс лето	39,9	39,9	308	771	771
			Макс паводок (половодье)	37,8	37,9	320	845	845
ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян II цепь	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс паводок (половодье)	48,4	48,4	409	845	845	
	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	ПЭВТ	44,1	44,1	313	710	710	
		Макс лето	40,4	40,5	312	771	771	
	ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I цепь	ВЛ 220 кВ Нижнеангарская – Новый Уоян I цепь	Макс зима 0,92	33,5	33,5	307	916	916
			Макс зима МУ	30,7	30,7	281	916	916
			ПЭВТ	43	43,0	305	710	710
			Макс лето	39,9	39,9	308	771	771
			Макс паводок (половодье)	37,8	37,9	320	845	845
ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан с отпайкой на ПС Янчуй (УА-39) (уч. от отп. до ПС Ангаракан)	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс паводок (половодье)	52,5	52,5	444	845	845	
	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Макс зима МУ	13,5	13,5	124	916	916	
		ПЭВТ	49	49,0	348	710	710	
		Макс лето	44,5	44,5	343	771	771	
	ПС 500 кВ Таксимо: 1 сш 220 кВ	ПС 500 кВ Таксимо: 1 сш 220 кВ	Макс зима 0,92	22,5	22,5	206	916	916
			Макс зима МУ	20,9	21,0	192	916	916
			ПЭВТ	26,3	26,2	186	710	710
			Макс лето	23,6	23,6	182	771	771

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Мокской ГЭС				
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$
ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Ангаракан с отпайкой на ПС Янчуй (УА-39) (уч. от отп. до ПС Новый Уоян)	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс паводок (половодье)	49,9	49,9	422	845	845
	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	ПЭВТ	45,6	45,6	324	710	710
		Макс лето	41,5	41,5	320	771	771
	ПС 500 кВ Таксимо: 1 сш 220 кВ	Макс зима 0,92	23,5	23,5	228	972	972
		Макс зима МУ	23,5	23,5	211	897	897
		ПЭВТ	29,1	29,0	206	710	710
		Макс лето	26	25,9	200	771	771
		Макс паводок (половодье)	21,5	21,5	182	845	845
		Макс зима 0,92	22,7	22,7	221	972	972
	ВЛ 220 кВ Новый Уоян – Янчукан (УЯ-40)	Макс зима МУ	21	21,1	189	897	897
ПЭВТ		61,8	61,8	439	710	710	
Макс лето		56,2	56,2	433	771	771	
Макс паводок (половодье)		66,6	66,6	563	845	845	
ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь		Макс паводок (половодье)	50,9	50,9	430	845	845
ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо		ПЭВТ	47,2	47,2	335	710	710
	Макс лето	43,1	43,1	332	771	771	
ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43)	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс паводок (половодье)	69,2	69,2	561	811	811
	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Макс зима 0,92	18,3	18,3	168	917	917
		Макс зима МУ	26,5	26,5	243	917	917
		ПЭВТ	67,7	67,7	481	710	710
		Макс лето	62	62,1	470	757	757
	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо с отпайкой на ПС Ульги-тяговая (ПТ-44)	Макс зима 0,92	17,2	17,2	158	917	917
		Макс зима МУ	18,5	18,5	170	917	917
		ПЭВТ	39,6	39,6	281	710	710
		Макс лето	36,1	36,1	273	757	757
	Макс паводок (половодье)	38,1	38,1	309	811	811	
ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо с отпайкой на ПС Ульги-тяговая (ПТ-44) (уч. от отп. до ПС Перевал)	ПС 500 кВ Таксимо: 1 сш 220 кВ	ПЭВТ	70,6	70,7	502	710	710
		Макс лето	63,4	63,4	489	771	771
		Макс паводок (половодье)	74,5	74,6	630	845	845

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Мокской ГЭС					
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$	
	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо	Макс зима 0,92	14,4	14,4	132	916	916	
		Макс зима МУ	22,9	22,9	210	916	916	
		ПЭВТ	63	63,1	448	710	710	
		Макс лето	56,7	56,8	438	771	771	
	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс паводок (половодье)	62,7	62,7	530	845	845	
ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо с отпайкой на ПС Ульги-тяговая (ПТ-44) (уч. от отп. до ПС Таксимо)	ПС 500 кВ Таксимо: 1 сш 220 кВ	ПЭВТ	74,7	74,6	530	710	710	
		Макс лето	68,3	68,3	517	757	757	
		Макс паводок (половодье)	80,9	80,9	656	811	811	
		ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс паводок (половодье)	68,6	68,6	556	811	811
	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо		Макс зима 0,92	17,9	17,9	164	917	917
			Макс зима МУ	26,1	26,1	239	917	917
			ПЭВТ	67,2	67,2	477	710	710
Макс лето			61,5	61,6	466	757	757	
ВЛ 220 кВ Янчукан – Перевал (ЯП-42)	ПС 500 кВ Таксимо: 1 сш 220 кВ	Макс зима 0,92	12,5	12,4	114	916	916	
		Макс зима МУ	12,7	12,7	116	916	916	
		ПЭВТ	63,6	63,7	452	710	710	
		Макс лето	57,4	57,3	442	771	771	
		Макс паводок (половодье)	68,9	69,0	583	845	845	
		ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	Макс паводок (половодье)	55,8	55,9	472	845	845
	ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо		Макс зима 0,92	7,5	7,5	69	916	916
			Макс зима МУ	15,8	15,8	145	916	916
			ПЭВТ	53,6	53,7	381	710	710
			Макс лето	48,5	48,5	374	771	771
ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо I цепь	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – Таксимо II цепь	Макс зима 0,92	7,4	7,4	233	3132	3132	
		Макс зима МУ	9,6	9,6	256	2672	2672	
		ПЭВТ	11,7	11,7	242	2070	2070	
		Макс лето	11,2	11,2	252	2246	2246	
		Макс паводок (половодье)	9,5	9,5	235	2462	2462	
ВЛ 500 кВ Нижнеангарская – Таксимо		ПЭВТ	19,8	19,8	410	2070	2070	
		Макс лето	18,1	18,1	407	2246	2246	

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Мокской ГЭС					
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$	
	ВЛ 220 кВ Перевал – Таксимо с отпайкой на ПС Ульги-тяговая (ПТ-44) (уч. от отп. до ПС Таксимо)	Макс паводок (половодье)	19,1	19,1	471	2469	2469	
		ПЭВТ	19,8	19,8	410	2070	2070	
	ВЛ 220 кВ Окусикан – Таксимо (ОТ-43)	Макс лето	18,2	18,2	408	2246	2246	
		Макс паводок (половодье)	19,1	19,1	471	2469	2469	
		ПЭВТ	19,3	19,3	400	2070	2070	
	ПС 500 кВ Таксимо: 2 сш 220 кВ	Макс паводок (половодье)	18,6	18,6	460	2469	2469	
		Макс зима 0,92	35,8	35,8	1121	3132	3132	
	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – ПС 500 кВ Преобразовательная I(II) цепь	ВЛ 500 кВ Мокская ГЭС – ПС 500 кВ Преобразовательная II(I) цепь	Макс зима МУ	41,6	41,6	1111	2672	2672
			ПЭВТ	54,1	54,1	1120	2070	2070
			Макс лето	49,5	49,5	1111	2246	2246
Макс паводок (половодье)			45,4	45,4	1120	2469	2469	

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Мокской ГЭС на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

6.2.10 Схема выдачи мощности Тельмамской ГЭС

6.2.10.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Тельмамской ГЭС расположена в Бодайбинском районе Иркутской области, на реке Мамакан, в 28 км от устья, в 28 км от поселка Мамакан и 40 км от города Бодайбо.

Год ввода: 2031 год.

Мощность блока: 150 МВт.

Мощность электростанции: 450 МВт.

6.2.10.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Тельмамской ГЭС

Реализация СВМ Тельмамской ГЭС предполагает следующие мероприятия:

– сооружение заходов ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь на Тельмамскую ГЭС ориентировочной протяженностью 8 км;

– сооружение заходов ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками на Тельмамскую ГЭС ориентировочной протяженностью 8 км.

Учитывая конфигурацию существующих электрических сетей в районе предполагаемого места размещения Тельмамской ГЭС и установленную мощность станции, равную 450 МВт, разработанный вариант СВМ Тельмамской ГЭС предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Тельмамской ГЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.10.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Тельмамской ГЭС

В таблице 48 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Тельмамской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 49 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Тельмамской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 48 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Тельмамской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Тельмамской ГЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Тельмамской ГЭС				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{длгн}, А$
ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС II цепь с отпайками (уч. от отп. до отп. до отп.)	Макс зима 0,92	10,8	10,8	118	1090	1090
	Макс зима МУ	18,5	18,5	170	917	917
	ПЭВТ	48,5	48,6	345	710	710
	Макс лето	45,2	45,2	345	763	763
	Макс паводок (половодье)	47,1	47,1	392	833	833
ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС II цепь с отпайками (уч. от отп. до ПС Таксимо)	Макс зима 0,92	17,3	17,3	109	630	630
	Макс зима МУ	25,8	25,7	162	630	630
	ПЭВТ	53,6	53,7	338	630	630
	Макс лето	53,6	53,7	338	630	630
	Макс паводок (половодье)	61,2	61,1	385	630	630
ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС I цепь	Макс зима 0,92	22,3	19,4	140	630	720
	Макс зима МУ	30,2	26,4	190	630	720
	ПЭВТ	58,7	52,1	370	630	710
	Макс лето	58,8	51,4	370	630	720
	Макс паводок (половодье)	66,6	58,3	420	630	720
ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС II цепь с отпайками (участок от отпайки на ПС Чайнгро до Тельмамской ГЭС)	Макс зима 0,92	13,7	13,7	137	1000	1000
	Макс зима МУ	20,3	20,3	186	917	917
	ПЭВТ	50,2	50,3	357	710	710
	Макс лето	47,6	47,5	357	751	751
	Макс паводок (половодье)	51,2	51,1	404	790	790
ВЛ 220 кВ Тельмамская ГЭС – Мамакан I цепь	Макс зима 0,92	41,3	41,3	413	1000	1000
	Макс зима МУ	39	39,0	358	917	917
	ПЭВТ	25,3	25,4	180	710	710
	Макс лето	24	24,0	180	751	751
	Макс паводок (половодье)	16,9	16,8	133	790	790
ВЛ 220 кВ Тельмамская ГЭС – Мамакан II цепь с отпайками (участок от Тельмамской ГЭС до ПС Мамакан)	Макс зима 0,92	41,3	41,3	413	1000	1000
	Макс зима МУ	39	39,0	358	917	917
	ПЭВТ	25,3	25,4	180	710	710

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Тельмамской ГЭС				
		$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{адтн}, А$
		Макс лето	24	24,0	180	751
Макс паводок (половодье)	16,9	16,8	133	790	790	

Таблица 49 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Тельмамской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Тельмамской ГЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Тельмамской ГЭС					
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{адтн}, А$	
ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС II цепь с отпайками (уч. от отп. до ПС Таксимо)	ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС I цепь	Макс зима 0,92	31,4	31,4	198	630	630	
		Макс зима МУ	46,3	46,3	292	630	630	
		ПЭВТ	95,4	95,4	601	630	630	
		Макс лето	95,1	95,1	599	630	630	
		Макс паводок (половодье)	108,1	108,1	681	630	630	
ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС I цепь	ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками	Макс зима 0,92	36,3	31,8	229	630	720	
		Макс зима МУ	50,5	44,2	318	630	720	
		ПЭВТ	99,2	88,0	625	630	710	
		Макс лето	99,2	86,8	625	630	720	
		Макс паводок (половодье)	112,2	98,2	707	630	720	
	ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС II цепь с отпайками (участок от отпайки на ПС Чаянгро до Тельмамской ГЭС)		Макс зима 0,92	36,0	31,5	227	630	720
			Макс зима МУ	50,3	44,0	317	630	720
			ПЭВТ	99,2	88,0	625	630	710
			Макс лето	99,0	86,7	624	630	720
			Макс паводок (половодье)	112,1	98,1	706	630	720
	ПС 500 кВ Таксимо: 2 сш 220 кВ		Макс зима 0,92	35,6	31,1	224	630	720
			Макс зима МУ	48,6	42,5	306	630	720
			ПЭВТ	97,1	86,2	612	630	710
			Макс лето	97,5	85,3	614	630	720
			Макс паводок (половодье)	110,6	96,8	697	630	720

В нормальной схеме электрической сети, прилегающей к Тельмамской ГЭС, на этапе 2036 года превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования не выявлены.

При нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах электрической сети, прилегающей к Тельмамской ГЭС, на этапе 2036 года выявлены превышения ДДТН ЛЭП и электросетевого оборудования.

ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС I цепь, ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС II цепь с отпайками.

Превышение ДДТН и АДТН ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС I цепь (ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС II цепь с отпайками) выявлено при АО ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС II цепь с отпайками (ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС I цепь). Наибольшее превышение ДДТН и АДТН выявлено для РБУ Макс паводок (половодье) на этапе 2036 года и составляет 706 А (112 % от ДДТН, 98 % от АДТН) (681 А (108 % от ДДТН, 108 % от АДТН)).

Для ликвидации превышения ДДТН ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС I цепь (ВЛ 220 кВ Таксимо – Тельмамская ГЭС II цепь с отпайками) требуется снижение нагрузки генерирующего оборудования Тельмамской ГЭС на 55 МВт до величины не более 395 МВт.

Для предотвращения ограничений выдачи мощности Тельмамской ГЭС при единичных нормативных возмущениях требуется:

– замена ТТ в цепях СВ-220 кВ ПС 500 кВ Таксимо и в цепях ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан II цепь с отпайками и ВЛ 220 кВ Таксимо – Мамакан I цепь на ТТ не менее 1000 А.

Мероприятия по замене ТТ на ПС 500 кВ Таксимо в приложении № 11 к Генеральной схеме не приводятся.

6.2.11 Схема выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11

6.2.11.1 Общие сведения

Сооружение новых блоков Иркутской ТЭЦ-11 (ООО «Байкальская энергетическая компания») планируется на территории существующей площадки электростанции, расположенной на территории города Усолье-Сибирское в Иркутской области.

Год ввода:

– блок 10 – 2028 год;

– блок 11 – 2028 год.

Единичная мощность блока: 230 МВт

После ввода в эксплуатацию новых блоков Иркутской ТЭЦ-11 установленная мощность на этапе 2036 года составит 780,3 МВт.

6.2.11.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11

Реализация СВМ Иркутской ТЭЦ-11 предполагает следующие мероприятия:

– строительство одноцепного захода ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 1 с отпайкой на Иркутскую ТЭЦ-11 (провод АС-400) на Иркутскую ТЭЦ-11 ориентировочной протяженностью 2,5 км с образованием ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Иркутская № 1 и ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово № 1 протяженностью 56,8 км и 51,9 км соответственно;

– строительство одноцепного захода ВЛ 220 кВ Иркутская – Черемхово № 2 с отпайками (провод АС-400) на Иркутскую ТЭЦ-11 ориентировочной протяженностью 2,4 км с образованием ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Иркутская № 2 и ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово № 2 с отпайкой на ПС Электрокотельная ТЭЦ-11 протяженностью 56,7 км и 51,8 км соответственно.

Учитывая конфигурацию электрической сети, прилегающей к шинам Иркутской ТЭЦ-11, и установленную мощность станции, равную 780,3 МВт после ввода двух новых блоков установленной мощностью 230 МВт каждый, разработанный вариант СВМ Иркутской ТЭЦ-11 предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Иркутской ТЭЦ-11 являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.11.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Иркутской ТЭЦ-11

В таблице 50 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Иркутской ТЭЦ-11 с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 51 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Иркутской ТЭЦ-11 с расчетной токовой нагрузкой при

нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 50 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Иркутской ТЭЦ-11 с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Иркутской ТЭЦ-11

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Иркутской ТЭЦ-11				
		$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{длtn}, А$
ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Иркутская № 1	Макс зима 0,92	27,3	27,3	218,2	800	800
	Макс зима МУ	30,5	30,5	244,2	800	800
	Макс лето	39,8	38,0	303,8	763,1	800
	ПЭВТ	43,8	38,9	311,3	710	800
	Макс паводок (половодье)	39,0	39,0	312,2	800	800
ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Иркутская № 2	Макс зима 0,92	26,2	26,2	209,4	800	800
	Макс зима МУ	29,3	29,3	234,2	800	800
	Макс лето	38,1	36,3	290,6	763,1	800
	ПЭВТ	42,0	37,3	298	710	800
	Макс паводок (половодье)	37,3	37,3	298,7	800	800
ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово № 1	Макс зима 0,92	40,7	40,7	244,2	600	600
	Макс зима МУ	37,8	37,8	226,9	600	600
	Макс лето	31,7	31,7	190	600	600
	ПЭВТ	35,3	35,3	211,5	600	600
	Макс паводок (половодье)	32,6	32,6	195,6	600	600
ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово № 2 с отпайкой на ПС Электростанция ТЭЦ-11 (участок от Иркутской ТЭЦ-11 до отпайки на ПС Электростанция ТЭЦ-11)	Макс зима 0,92	27,7	27,7	221,2	800	800
	Макс зима МУ	25,7	25,7	205,3	800	800
	Макс лето	22,3	21,3	170,5	763,1	800
	ПЭВТ	27,3	24,2	193,5	710	800
	Макс паводок (половодье)	22,1	22,1	177	800	800
ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово № 2 с отпайкой на ПС Электростанция ТЭЦ-11 (участок от ПС Черемхово до отпайки на ПС Электростанция ТЭЦ-11)	Макс зима 0,92	38,6	38,6	231,7	600	600
	Макс зима МУ	35,9	35,9	215,3	600	600
	Макс лето	30,1	30,1	180,4	600	600
	ПЭВТ	33,4	33,4	200,6	600	600
	Макс паводок (половодье)	30,9	30,9	185,6	600	600
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская	Макс зима 0,92	72,4	72,4	434,1	600	600
	Макс зима МУ	63,1	63,1	378,4	600	600
	Макс лето	50,0	50,0	274,2	548,1	548,1

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Иркутской ТЭЦ-11				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{длгн}, А$
	ПЭВТ	57,4	57,4	292,5	510	510
	Макс паводок (половодье)	48,4	48,4	286,7	592,7	592,7
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Вокзальная	Макс зима 0,92	53,3	53,3	319,6	600	600
	Макс зима МУ	48,5	48,5	290,9	600	600
	Макс лето	49,2	49,2	269,5	548,1	548,1
	ПЭВТ	47,4	47,4	241,8	510	510
	Макс паводок (половодье)	42,5	42,5	251,8	592,7	592,7
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта	Макс зима 0,92	49,4	49,4	296,6	600	600
	Макс зима МУ	43,3	43,3	259,6	600	600
	Макс лето	33,4	33,4	182,8	548,1	548,1
	ПЭВТ	40,4	40,4	206	510	510
	Макс паводок (половодье)	33,6	33,6	199,2	592,7	592,7
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Усолье-Сибирское	Макс зима 0,92	55,0	55,0	330,2	600	600
	Макс зима МУ	50,4	50,4	302,2	600	600
	Макс лето	52,3	52,3	286,5	548,1	548,1
	ПЭВТ	49,9	49,9	254,3	510	510
	Макс паводок (половодье)	44,5	44,5	265,5	597,2	597,2
1АТ Иркутской ТЭЦ-11	Макс зима 0,92	57,3	57,3	573,4	1000	1000
	Макс зима МУ	55,2	48,5	484,5	877,9	1000
	Макс лето	35,3	29,5	258,1	730,9	875,8
	ПЭВТ	46,1	38,4	313,7	680	816
	Макс паводок (половодье)	41,3	34,5	328,5	796,3	952,3
2АТ Иркутской ТЭЦ-11	Макс зима 0,92	61,3	61,3	613,3	1000	1000
	Макс зима МУ	60,2	52,8	528,2	877,9	1000
	Макс лето	47,5	39,7	347,3	730,9	875,8
	ПЭВТ	55,3	46,1	376	680	816
	Макс паводок (половодье)	48,4	40,5	385,4	796,3	952,3

Таблица 51 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Иркутской ТЭЦ-11 с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Иркутской ТЭЦ-11

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	СВМ Иркутской ТЭЦ-11				
			$I_{расч}/I_{ддтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{ддтн}, А$	$I_{адтн}, А$
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская	АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Черемхово	Макс зима 0,92	85,6	85,6	513,7	600,0	600,0
		Макс зима МУ	74,3	74,3	445,9	600,0	600,0
		ПЭВТ	66,2	66,2	337,4	510,0	510,0
	ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово № 1	Макс зима 0,92	77,5	77,5	464,7	600,0	600,0
		Макс зима МУ	67,8	67,8	406,6	600,0	600,0
	ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Черемхово № 2 с отпайкой на ПС Электростанция ТЭЦ-11	Макс зима 0,92	77,0	77,0	462,1	600,0	600,0
		Макс зима МУ	67,4	67,4	404,2	600,0	600,0
	ВЛ 220 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Иркутская № 1 (№ 2)	Макс зима 0,92	72,8	72,8	436,7	600,0	600,0
		1АТ Иркутская ТЭЦ-11	Макс зима 0,92	78,6	78,6	471,5	600,0
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Мальта	Макс зима МУ	69,0	69,0	414,2	600,0	600,0
		Макс зима 0,92	81,3	81,3	487,7	600,0	600,0
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Усолье-Сибирское	Макс зима МУ	70,8	70,8	424,6	600,0	600,0
		Макс зима 0,92	78,9	78,9	473,4	600,0	600,0
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Вокзальная	Макс зима МУ	69,2	69,2	414,9	600,0	600,0
		Макс зима 0,92	71,2	71,2	427,0	600,0	600,0
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Усолье-Сибирское	1АТ Иркутская ТЭЦ-11	Макс зима 0,92	74,0	74,0	443,9	600,0	600,0
		Макс зима МУ	67,6	67,6	405,5	600,0	600,0
		Макс лето	67,3	67,3	369,1	548,1	548,1
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Белореченская	Макс зима 0,92	71,0	71,0	426,2	600,0	600,0
		Макс зима 0,92	69,7	69,7	418,0	600,0	600,0
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Вокзальная	Макс лето	66,0	66,0	361,6	548,1	548,1
ПЭВТ		67,0	67,0	341,5	510,0	510,0	
ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Вокзальная	2АТ Иркутская ТЭЦ-11	Макс зима 0,92	66,9	66,9	401,5	600,0	600,0
	ВЛ 110 кВ Иркутская ТЭЦ-11 – Усолье-Сибирское	Макс зима 0,92	68,4	68,4	410,1	600,0	600,0

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Иркутской ТЭЦ-11 на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

6.2.12 Схема выдачи мощности Нижне-Зейской ГЭС

6.2.12.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Нижне-Зейской ГЭС расположена в Мазановском районе Амурской области, река Зея (290,2 км от устья).

Год ввода: 2032 год.

Мощность блока: 100 МВт.

Мощность электростанции: 400 МВт.

6.2.12.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Нижне-Зейской ГЭС

Вариант № 1 СВМ Нижне-Зейской ГЭС.

Реализация СВМ Нижне-Зейской ГЭС по Варианту № 1 предполагает следующие мероприятия:

– сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Новокиевка I, II цепь ориентировочной протяженностью 28 км;

– сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Амурская ориентировочной протяженностью 108 км;

– расширение РУ 220 кВ ПС 220 кВ Новокиевка на 2 ячейки и РУ 220 кВ ПС 500 кВ Амурская на 1 ячейку.

Вариант № 2 СВМ Нижне-Зейской ГЭС.

Реализация СВМ Нижне-Зейской ГЭС по Варианту № 2 предполагает следующие мероприятия:

– сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Новокиевка I, II цепь ориентировочной протяженностью 28 км;

– сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Ледяная ориентировочной протяженностью 82 км;

– расширение РУ 220 кВ ПС 220 кВ Новокиевка на 2 ячейки и РУ 220 кВ ПС 220 кВ Ледяная на 1 ячейку.

Вариант № 3 СВМ Нижне-Зейской ГЭС.

Реализация СВМ Нижне-Зейской ГЭС по Варианту № 3 предполагает следующие мероприятия:

– сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Новокиевка ориентировочной протяженностью 28 км;

– сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Амурская № 1 и № 2 (в одноцепном исполнении) ориентировочной протяженностью 108 км;

– расширение РУ 220 кВ ПС 220 кВ Новокиевка на 1 ячейку и РУ 220 кВ ПС 500 кВ Амурская на 2 ячейки.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Нижне-Зейской ГЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.12.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Нижне-Зейской ГЭС

В таблице 52 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Нижне-Зейской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 53 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Нижне-Зейской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 52 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Нижне-Зейской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант № 2 СВМ Нижне-Зейской ГЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант № 2 СВМ Нижне-Зейской ГЭС				
		$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Ледяная	Макс зима 0,92	35	33	548	1579	1664
	Макс зима МУ	40	37	602	1519	1611
	ПЭВТ	47	43	642	1381	1483
	Макс лето	46	43	649	1412	1512
	Макс паводок (половодье)	45	43	657	1447	1542
ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Новокиевка I цепь	Макс зима 0,92	27	27	210	780	780
	Макс зима МУ	23	24	183	780	780
	ПЭВТ	29	29	162	569	569
	Макс лето	25	25	159	629	629
	Макс паводок (половодье)	23	23	156	691	691
ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Новокиевка II цепь	Макс зима 0,92	27	27	213	780	780
	Макс зима МУ	24	24	186	780	780
	ПЭВТ	29	29	165	569	569
	Макс лето	26	26	161	629	629
	Макс паводок (половодье)	23	23	158	691	691

Таблица 53 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Нижне-Зейской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант № 2 СВМ Нижне-Зейской ГЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 2 СВМ Нижне-Зейской ГЭС				
			$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП (уч.Амурская-отп)	ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 1	Макс лето	96	80	605	629	755
		ПЭВТ	96	80	542	568	682
		Макс паводок (половодье)	90	75	622	690	828
	ПС 500 кВ Амурская : 2СШ-220 кВ	Макс лето	91	76	571	629	755
		ПЭВТ	90	75	513	568	682

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 2 СВМ Нижне-Зейской ГЭС				
			$I_{\text{расч}}/$ $I_{\text{дтн}}, \%$	$I_{\text{расч}}/$ $I_{\text{дтн}}, \%$	$I_{\text{расч}},$ А	$I_{\text{дтн}},$ А	$I_{\text{дтн}},$ А
	ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 2 (уч. 1)	ПЭВТ	–	–	–	568	682
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная (уч. 1)	ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Ледяная	ПЭВТ	95	76	613	645	810
	ПС 220 кВ Ледяная : 1 С 220	ПЭВТ	95	75	610	645	810
ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная (уч. 2)	ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Ледяная	ПЭВТ	95	76	612	645	804
	ПС 220 кВ Ледяная : 1 С 220	ПЭВТ	95	76	610	645	804
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 2 (уч. 1)	ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Ледяная	Макс паводок (половодье)	95	95	1112	1170	1170
		Макс лето	93	93	1090	1170	1170
		ПЭВТ	–	–	–	1170	1170
	ПС 220 кВ Ледяная : 1 С 220	Макс паводок (половодье)	95	95	1111	1170	1170
		Макс лето	93	93	1089	1170	1170
		ПЭВТ	–	–	–	1170	1170
ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 2 (уч. 4)	ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Ледяная	Макс паводок (половодье)	95	95	1109	1170	1170
		Макс лето	93	93	1088	1170	1170
		ПЭВТ	–	–	–	1170	1170
	ПС 220 кВ Ледяная : 1 С 220	Макс паводок (половодье)	95	95	1109	1170	1170
		Макс лето	93	93	1087	1170	1170

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Нижне-Зейской ГЭС на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

6.2.12.4 Объем капитальных затрат на реализацию мероприятий для схемы выдачи мощности Нижне-Зейской ГЭС

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий для вариантов предварительной СВМ Нижне-Зейской ГЭС приведены в таблице 54.

Таблица 54 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий вариантов предварительной СВМ Нижне-Зейской ГЭС

Наименование мероприятия	Напряжение, кВ	Линия электропередачи			Подстанция			Год реализации	Итоговая стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
		Тип исполнения (ВЛ, КЛ, КВЛ)	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода, кабеля	Мощность и количество трансформаторов/ реакторов, МВА/Мвар	Схема РУ ВН	Количество ячеек выключателя, шт.		
Вариант № 1 СВМ Нижне-Зейской ГЭС									
Сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Новокиевка I, II цепь	220	ВЛ	1×2×28	АС-240/32	–	–	–	2032	3091,35
Сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Амурская	220	ВЛ	1×1×108	АСТ-240/32	–	–	–	2032	8164,53
Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Новокиевка с расширением на 2 линейные ячейки 220 кВ (с изменением схемы РУ с 220-5АН на 220-9)	220	–	–	–	–	220-9	4	2032	509,92
Реконструкция РУ 220 кВ ПС 500 кВ Амурская с расширением на 1 линейную ячейку 220 кВ	220	–	–	–	–	220-13Н	1	2032	128,11
<i>Итого по Варианту № 1</i>									<i>11893,91</i>
Вариант № 2 СВМ Нижне-Зейской ГЭС									
Сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Новокиевка I, II цепь	220	ВЛ	1×2×28	АС-240/32	–	–	–	2032	3091,35
Сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Ледяная	220	ВЛ	1×1×82	АСТ-240/32	–	–	–	2032	6225,89
Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Новокиевка с расширением на 2 линейные ячейки 220 кВ (с изменением схемы РУ с 220-5АН на 220-9)	220	–	–	–	–	220-9	4	2032	509,92

Наименование мероприятия	Напряжение, кВ	Линия электропередачи			Подстанция			Год реализации	Итоговая стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
		Тип исполнения (ВЛ, КЛ, КВЛ)	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода, кабеля	Мощность и количество трансформаторов/ реакторов, МВА/Мвар	Схема РУ ВН	Количество ячеек выключателя, шт.		
Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Ледяная с расширением на 1 линейную ячейку 220 кВ	220	–	–	–	–	220-9	1	2032	128,11
<i>Итого по Варианту № 2</i>									9955,27
Вариант № 3 СВМ Нижне-Зейской ГЭС									
Сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Новокиевка	220	ВЛ	1×1×28	АС-240/32	–	–	–	2032	2161,98
Сооружение ВЛ 220 кВ Нижне-Зейская ГЭС – Амурская № 1 и № 2 (в одноцепном исполнении)	220	ВЛ	2×1×108	АСТ-240/32	–	–	–	2032	16329,09
Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Новокиевка с расширением на 1 линейную ячейку 220 кВ (с изменением схемы РУ с 220-5АН на 220-9)	220	–	–	–	–	220-9	3	2032	381,81
Реконструкция РУ 220 кВ ПС 500 кВ Амурская с расширением на 2 линейные ячейки 220 кВ	220	–	–	–	–	220-13Н	2	2032	256,21
<i>Итого по Варианту № 3</i>									19129,09

Капитальные затраты на реализацию вариантов предварительной СВМ Нижне-Зейской ГЭС составляют:

- по Варианту № 1 – 11893,91 млн руб. (119 %);
- по Варианту № 2 – 9955,27 млн руб. (100 %);
- по Варианту № 3 – 19129,09 млн руб. (192 %).

Как следует из результатов выполненных расчетов капитальных затрат, наиболее экономичным вариантом СВМ Нижне-Зейской ГЭС является Вариант № 2.

6.2.13 Схема выдачи мощности Приморской АЭС

6.2.13.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Приморской ГАЭС расположена в Приморском крае, в ЗАТО Фокино.

Год ввода:

- блок 1 – 2033 год;
- блок 2 – 2035 год.

Планируемая установленная генерирующая мощность Приморской АЭС составляет 2000 МВт, единичная мощность агрегата составляет 1000 МВт.

На этапе 2036 года установленная мощность Приморской АЭС составит 2000 МВт.

6.2.13.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Приморской АЭС

Реализация СВМ Приморской АЭС предполагает следующие мероприятия:

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Варяг – Владивосток в новое РУ 500 кВ Приморской АЭС с образованием новых ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 1 цепь и ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Владивосток;

– строительство заходов ВЛ 500 кВ Варяг – Лозовая в новое РУ 500 кВ Приморской АЭС с образованием новых ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 2 цепь и ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Лозовая.

Учитывая конфигурацию существующих электрических сетей в районе предполагаемого места размещения Приморской АЭС и установленную мощность станции, равную 2000 МВт, разработанный вариант СВМ Приморской АЭС предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Приморской АЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.13.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Приморской АЭС

В таблице 55 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Приморской АЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 56 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Приморской АЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 55 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Приморской АЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Приморской АЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Приморской АЭС				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{адгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{адгн}, А$
ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 1 цепь	Макс зима 0,92	14	14	275	2000	2000
	Макс зима МУ	15	15	296	2000	2000
	ПЭВТ	16	15	309	2000	2000
	Макс лето	16	16	315	2000	2000
	Макс паводок (половодье)	16	16	320	2000	2000
ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 2 цепь	Макс зима 0,92	18	18	364	2000	2000
	Макс зима МУ	20	20	391	2000	2000
	ПЭВТ	21	21	410	2000	2000
	Макс лето	21	21	417	2000	2000
	Макс паводок (половодье)	21	21	423	2000	2000
ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Владивосток	Макс зима 0,92	55	55	1093	2000	2000
	Макс зима МУ	51	51	1017	2000	2000
	ПЭВТ	51	51	1014	2000	2000
	Макс лето	48	48	961	2000	2000
	Макс паводок (половодье)	48	48	959	2000	2000
ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Лозовая	Макс зима 0,92	21	21	425	2000	2000
	Макс зима МУ	22	22	440	2000	2000
	ПЭВТ	23	23	460	2000	2000
	Макс лето	25	25	499	2000	2000
	Макс паводок (половодье)	24	24	482	2000	2000

Таблица 56 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Приморской АЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Приморской ГАЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Приморской АЭС				
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{дтн}, А$
ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 1 цепь	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 2 цепь	Макс зима 0,92	28	28	562	2000	2000
		Макс зима МУ	30	30	600	2000	2000
		ПЭВТ	32	32	631	2000	2000
		Макс лето	32	32	643	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	33	33	651	2000	2000
	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Владивосток	Макс зима 0,92	27	27	542	2000	2000
		Макс зима МУ	27	27	541	2000	2000
		ПЭВТ	28	28	557	2000	2000
		Макс лето	28	28	550	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	28	28	554	2000	2000
	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Лозовая	Макс зима 0,92	18	18	360	2000	2000
		Макс зима МУ	19	19	383	2000	2000
		ПЭВТ	20	20	392	2000	2000
		Макс лето	20	20	405	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	20	20	406	2000	2000
ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 2 цепь	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Владивосток	Макс зима 0,92	36	36	721	2000	2000
		Макс зима МУ	36	36	721	2000	2000
		ПЭВТ	37	37	741	2000	2000
		Макс лето	37	37	733	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	37	37	738	2000	2000
	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 1 цепь	Макс зима 0,92	30	30	592	2000	2000
		Макс зима МУ	32	32	631	2000	2000
		ПЭВТ	33	33	665	2000	2000
		Макс лето	34	34	677	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	34	34	685	2000	2000
	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Лозовая	Макс зима 0,92	24	24	479	2000	2000

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Приморской АЭС				
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$
		Макс зима МУ	26	26	510	2000	2000
		ПЭВТ	26	26	522	2000	2000
		Макс лето	27	27	539	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	27	27	541	2000	2000
ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Владивосток	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Лозовая	Макс зима 0,92	65	65	1307	2000	2000
		Макс зима МУ	62	62	1241	2000	2000
		ПЭВТ	61	61	1226	2000	2000
		Макс лето	60	60	1192	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	59	59	1184	2000	2000
	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 2 цепь	Макс зима 0,92	57	57	1137	2000	2000
		Макс зима МУ	53	53	1063	2000	2000
		ПЭВТ	53	53	1063	2000	2000
		Макс лето	51	51	1011	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	51	51	1010	2000	2000
	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 1 цепь	Макс зима 0,92	56	56	1119	2000	2000
		Макс зима МУ	52	52	1044	2000	2000
		ПЭВТ	52	52	1044	2000	2000
		Макс лето	50	50	991	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	50	50	990	2000	2000
ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Лозовая	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Владивосток	Макс зима 0,92	44	44	876	2000	2000
		Макс зима МУ	43	43	862	2000	2000
		ПЭВТ	43	43	865	2000	2000
		Макс лето	44	44	882	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	43	43	867	2000	2000
	ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 2 цепь	Макс зима 0,92	23	23	455	2000	2000
		Макс зима МУ	24	24	471	2000	2000
		ПЭВТ	25	25	491	2000	2000
		Макс лето	27	27	530	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	26	26	514	2000	2000
ВЛ 500 кВ Приморская АЭС – Варяг 1 цепь	Макс зима 0,92	22	22	443	2000	2000	

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Приморской АЭС				
			$I_{\text{расч}}/$ $I_{\text{длtn}}, \%$	$I_{\text{расч}}/$ $I_{\text{длtn}}, \%$	$I_{\text{расч}},$ А	$I_{\text{длtn}},$ А	$I_{\text{длtn}},$ А
		Макс зима МУ	23	23	458	2000	2000
		ПЭВТ	24	24	479	2000	2000
		Макс лето	26	26	518	2000	2000
		Макс паводок (половодье)	25	25	501	2000	2000

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Приморской АЭС на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

6.2.14 Схема выдачи мощности Приморской ГАЭС

6.2.14.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Приморской ГАЭС расположена в Приморском крае, вблизи устья реки Раздольная (Амурский залив).

Год ввода: 2034 год.

Планируемая установленная генерирующая мощность Приморской ГАЭС составляет 600 МВт/662 МВт, единичная мощность агрегата составляет 300 МВт.

6.2.14.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Приморской ГАЭС

Вариант № 1 СВМ Приморской ГАЭС.

Реализация СВМ Приморской ГАЭС по Варианту № 1 предполагает следующие мероприятия:

– сооружение 4-х ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток проводом АС-400 ориентировочной протяженностью 40 км каждая;

– реконструкция РУ 220 кВ ПС 500 кВ Владивосток с расширением на 4 ячейки.

Вариант № 2 СВМ Приморской ГАЭС.

Реализация СВМ Приморской ГАЭС по Варианту № 2 предполагает следующие мероприятия:

– сооружение заходов ВЛ 500 кВ Дальневосточная – Владивосток ориентировочной протяженностью 40 км каждый в РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с образованием ВЛ 500 кВ Приморской ГРЭС – Владивосток и ВЛ 500 кВ Приморской ГРЭС – Дальневосточная;

– сооружение ВЛ 500 кВ Приморской ГРЭС – Владивосток ориентировочной протяженностью 40 км;

– реконструкция РУ 500 кВ ПС 500 кВ Владивосток с расширением на 1 ячейку.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Приморской ГАЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.14.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Приморской ГАЭС

В таблице 57 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Приморской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 58 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Приморской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 57 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Приморской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант № 1 СВМ Приморской ГАЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Приморской ГАЭС				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{длгн}, А$
ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 1 цепь	Макс зима 0,92	36	30	377	1064	1277
	Мин зима 0,92	41	34	434	1064	1277
	Макс зима МУ	37	31	377	1023	1228
	Мин зима МУ	43	35	435	1023	1228
	ПЭВТ	46	38	377	825	990
	Макс лето	43	36	376	866	1039
	Мин лето	49	40	420	866	1039
	Макс паводок (половодье)	40	33	376	947	1136
	Мин паводок (половодье)	44	37	420	947	1136
ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 2 цепь	Макс зима 0,92	36	30	377	1064	1277
	Мин зима 0,92	41	34	434	1064	1277
	Макс зима МУ	37	31	377	1023	1228
	Мин зима МУ	43	35	435	1023	1228
	ПЭВТ	46	38	377	825	990
	Макс лето	43	36	376	866	1039
	Мин лето	49	40	420	866	1039
	Макс паводок (половодье)	40	33	376	947	1136
	Мин паводок (половодье)	44	37	420	947	1136
ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 3 цепь	Макс зима 0,92	35	29	376	1064	1277
	Мин зима 0,92	41	34	435	1064	1277
	Макс зима МУ	37	31	376	1023	1228
	Мин зима МУ	43	35	435	1023	1228
	ПЭВТ	46	38	376	825	990
	Макс лето	43	36	375	866	1039
	Мин лето	49	40	420	866	1039
	Макс паводок (половодье)	40	33	376	947	1136
	Мин паводок (половодье)	44	37	420	947	1136

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Приморской ГАЭС				
		$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 4 цепь	Макс зима 0,92	35	29	376	1064	1277
	Мин зима 0,92	41	34	435	1064	1277
	Макс зима МУ	37	31	376	1023	1228
	Мин зима МУ	43	35	435	1023	1228
	ПЭВТ	46	38	376	825	990
	Макс лето	43	36	375	866	1039
	Мин лето	49	40	420	866	1039
	Макс паводок (половодье)	40	33	376	947	1136
	Мин паводок (половодье)	44	37	420	947	1136

Таблица 58 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Приморской ГАЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант № 1 СВМ Приморской ГАЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Приморской ГАЭС				
			$I_{расч}/I_{длtn}, \%$	$I_{расч}/I_{адtn}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длtn}, А$	$I_{адtn}, А$
ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 1 цепь	ПС 500 кВ Владивосток : 2с 220	Макс зима 0,92	71	59	755	1064	1277
		Мин зима 0,92	84	70	894	1064	1277
		Макс зима МУ	74	61	752	1023	1228
		Мин зима МУ	87	73	893	1023	1228
		ПЭВТ	91	76	754	825	990
		Макс лето	87	72	752	866	1039
		Мин лето	99	82	855	866	1039
		Макс паводок (половодье)	79	66	752	947	1136
		Мин паводок (половодье)	90	75	855	947	1136
	ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 2 цепь (ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 3 цепь, ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 4 цепь)	Макс зима 0,92	47	39	504	1064	1277
		Мин зима 0,92	55	46	582	1064	1277
		Макс зима МУ	49	41	503	1023	1228
		Мин зима МУ	57	47	583	1023	1228
		ПЭВТ	61	51	503	825	990

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Приморской ГАЭС				
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$
		Макс лето	58	48	502	866	1039
		Мин лето	65	54	563	866	1039
		Макс паводок (половодье)	53	44	502	947	1136
		Мин паводок (половодье)	60	50	563	947	1136
ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 2 цепь	ПС 500 кВ Владивосток : 2с 220	Макс зима 0,92	71	59	755	1064	1277
		Мин зима 0,92	84	70	894	1064	1277
		Макс зима МУ	74	61	752	1023	1228
		Мин зима МУ	87	73	893	1023	1228
		ПЭВТ	91	76	754	825	990
		Макс лето	87	72	752	866	1039
		Мин лето	99	82	855	866	1039
		Макс паводок (половодье)	79	66	752	947	1136
		Мин паводок (половодье)	90	75	855	947	1136
	ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 1 цепь (ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 3 цепь, ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 4 цепь)	Макс зима 0,92	47	39	504	1064	1277
		Мин зима 0,92	55	46	582	1064	1277
		Макс зима МУ	49	41	503	1023	1228
		Мин зима МУ	57	47	583	1023	1228
		ПЭВТ	61	51	503	825	990
		Макс лето	58	48	502	866	1039
		Мин лето	65	54	563	866	1039
		Макс паводок (половодье)	53	44	502	947	1136
		Мин паводок (половодье)	60	50	563	947	1136
ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 3 цепь	ПС 500 кВ Владивосток : 1с 220	Макс зима 0,92	71	59	752	1064	1277
		Мин зима 0,92	83	69	880	1064	1277
		Макс зима МУ	74	61	752	1023	1228
		Мин зима МУ	86	72	884	1023	1228
		ПЭВТ	91	76	752	825	990
		Макс лето	87	72	752	866	1039
		Мин лето	97	81	842	866	1039

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Приморской ГАЭС					
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{дтн}, А$	
ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 4 цепь (ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 1 цепь, ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 2 цепь)	Макс паводок (половодье)		80	66	753	947	1136	
		Мин паводок (половодье)	89	74	843	947	1136	
	Макс зима 0,92	Мин зима 0,92	47	39	502	1064	1277	
		Макс зима МУ	55	46	583	1064	1277	
		Мин зима МУ	49	41	502	1023	1228	
		ПЭВТ	57	47	583	1023	1228	
		Макс лето	61	51	502	825	990	
		Мин лето	58	48	502	866	1039	
		Макс паводок (половодье)	65	54	563	866	1039	
		Мин паводок (половодье)	53	44	502	947	1136	
	ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 4 цепь	Макс зима 0,92		71	59	752	1064	1277
			Мин зима 0,92	83	69	880	1064	1277
		Макс зима МУ	Мин зима МУ	74	61	752	1023	1228
			ПЭВТ	86	72	884	1023	1228
Макс лето			91	76	752	825	990	
Мин лето			87	72	752	866	1039	
Макс паводок (половодье)			97	81	842	866	1039	
Мин паводок (половодье)			80	66	753	947	1136	
Макс зима 0,92			Мин зима 0,92	89	74	843	947	1136
			Макс зима МУ	47	39	502	1064	1277
		Мин зима МУ	55	46	583	1064	1277	
		ПЭВТ	49	41	502	1023	1228	
		Макс лето	57	47	583	1023	1228	
		Мин лето	61	51	502	825	990	
	Макс паводок (половодье)	58	48	502	866	1039		
	Мин паводок (половодье)	65	54	563	866	1039		
ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 3 цепь (ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 1 цепь, ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток 2 цепь)	Макс зима 0,92		53	44	502	947	1136	
		Мин зима 0,92	47	39	502	1064	1277	
	Макс зима МУ	Мин зима МУ	55	46	583	1064	1277	
		ПЭВТ	49	41	502	1023	1228	
		Макс лето	57	47	583	1023	1228	
		Мин лето	61	51	502	825	990	
		Макс паводок (половодье)	58	48	502	866	1039	
		Мин паводок (половодье)	65	54	563	866	1039	
		Макс зима 0,92	Мин зима 0,92	47	39	502	1064	1277
			Макс зима МУ	55	46	583	1064	1277
	Мин зима МУ		49	41	502	1023	1228	
	ПЭВТ		57	47	583	1023	1228	
	Макс лето		61	51	502	825	990	
	Мин лето		58	48	502	866	1039	
Макс паводок (половодье)	65		54	563	866	1039		
Мин паводок (половодье)	53		44	502	947	1136		

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант № 1 СВМ Приморской ГАЭС				
			$I_{расч}/$ $I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/$ $I_{адтн}, \%$	$I_{расч},$ А	$I_{дтн},$ А	$I_{адтн},$ А
			Мин паводок (половодье)	60	50	563	947

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Приморской ГАЭС на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

6.2.14.4 Объем капитальных затрат на реализацию мероприятий для схемы выдачи мощности Приморской ГАЭС

Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий для варианта предварительной СВМ Приморской ГАЭС приведены в таблице 59.

Таблица 59 – Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию мероприятий вариантов предварительной СВМ Приморской ГАЭС

Наименование мероприятия	Напряжение, кВ	Линия электропередачи			Подстанция			Год реализации	Итоговая стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
		Тип исполнения (ВЛ, КЛ, КВЛ)	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода, кабеля	Мощность и количество трансформаторов/ реакторов, МВА/Мвар	Схема РУ ВН	Количество ячеек выключателя, шт.		
Вариант № 1 (выдача мощности на напряжении 220 кВ)									
Сооружение 4-х ВЛ 220 кВ Приморская ГАЭС – Владивосток проводом АС-300 ориентировочной протяженностью 40 км каждая	220	ВЛ	4×1×40	АС-300	–	–	–	2034	14379,88
Реконструкция РУ 500 кВ ПС 500 кВ Владивосток с расширением на 1 ячейку	500	–	–	–	–	500-15	1		805,82
Реконструкция РУ 220 кВ ПС 500 кВ Владивосток с расширением на 5 ячеек	220	–	–	–	–	220-9	5		1674,80
<i>Итого по Варианту № 1</i>									<i>16860,50</i>
Вариант № 2 (выдача мощности на напряжении 500 кВ)									
Сооружение заходов ВЛ 500 кВ Дальневосточная – Владивосток проводом 3×АС-300 ориентировочной протяженностью 40 км каждый в РУ 500 кВ Приморской ГРЭС с образованием ВЛ 500 кВ Приморской ГРЭС – Владивосток и ВЛ 500 кВ Приморской ГРЭС – Дальневосточная	500	ВЛ	2×1×40	3×АС-300	–	–	–	2034	16591,16
Сооружение второй цепи заходов ВЛ 500 кВ Приморской ГРЭС – Владивосток проводом 3×АС-300 ориентировочной протяженностью 40 км	500	ВЛ	1×1×40	3×АС-300	–	–	–		8295,57

Наименование мероприятия	Напряжение, кВ	Линия электропередачи			Подстанция			Год реализации	Итоговая стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
		Тип исполнения (ВЛ, КЛ, КВЛ)	Количество× цепность× протяженность, км	Марка и сечение провода, кабеля	Мощность и количество трансформаторов/ реакторов, МВА/Мвар	Схема РУ ВН	Количество ячеек выключателя, шт.		
Реконструкция РУ 500 кВ ПС 500 кВ Владивосток с расширением на 1 ячейку	500	–	–	–	–	500-7	1	809,34	
<i>Итого по Варианту № 2</i>								<i>25696,07</i>	

Капитальные затраты на реализацию вариантов СВМ Приморской ГАЭС составляют:

- по Варианту № 1 – 16860,50 млн руб. (100 %);
- по Варианту № 2 – 25696,07 млн руб. (152 %).

Как следует из результатов выполненных расчетов капитальных затрат, наиболее экономичным вариантом СВМ Приморской ГАЭС является Вариант № 1.

6.2.15 Схема выдачи мощности Канкунской ГЭС

6.2.15.1 Общие сведения

Предполагаемая площадка Канкунской ГЭС расположена в Алданском и Нерюнгринском районах Республики Саха (Якутия), на реке Тимптон, в 201 км от устья.

Год ввода:

– блоки 1, 2 – 2036 год;

– блоки 3, 4 – 2039 год.

Мощность блока: 250 МВт.

Мощность электростанции: 1000 МВт.

6.2.15.2 Разработка предварительных вариантов схемы выдачи мощности Канкунской ГЭС

Реализация СВМ Канкунской ГЭС с учетом ввода пускового комплекса мощностью 392 МВт на этапе 2036 года предполагает следующие мероприятия:

– сооружение заходов ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1 с отпайкой на ПС НПС-17 в ОРУ Канкунской ГЭС ориентировочной протяженностью 85 км;

– сооружение ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Нижний Куранах ориентировочной протяженностью 200 км;

– реконструкция ПС 220 кВ Нижний Куранах с расширением на 1 ячейку для присоединения ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Нижний Куранах;

– сооружение ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Магистральный ориентировочной протяженностью 434 км;

– реконструкция РУ 220 кВ ПП 220 кВ Магистральный с расширением на 2 ячейки для присоединения ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Магистральный.

Учитывая конфигурацию существующих электрических сетей в районе предполагаемого места размещения Канкунской ГЭС и установленную мощность станции, равную 392 МВт в 2036 году, разработанный вариант СВМ Канкунской ГЭС предполагает минимально возможный объем технических решений, необходимых для реализации СВМ. Все возможные альтернативные варианты характеризуются заведомо большими капитальными вложениями и в обосновывающих материалах не приводятся.

Разработанные в настоящей работе технические мероприятия для СВМ Канкунской ГЭС являются предварительными и не могут быть использованы как окончательные технические решения для обеспечения технологического присоединения, которые подлежат определению в рамках выполнения схемы выдачи мощности в соответствии с требованиями Правил, утвержденных Приказом Минэнерго России № 1195 [9].

6.2.15.3 Результаты расчетов электроэнергетических режимов для схемы выдачи мощности Канкунской ГЭС

В таблице 60 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Канкунской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года.

В таблице 61 представлен перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Канкунской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года.

Таблица 60 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Канкунской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой в нормальной схеме на этапе 2036 года. Вариант СВМ Канкунской ГЭС

Контролируемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Канкунской ГЭС				
		$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}/I_{длгн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длгн}, А$	$I_{длгн}, А$
ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Магистральный	Макс зима 0,92	29,8	27,3	273	915	1000
	Макс зима МУ	41,5	38,0	380	915	1000
	ПЭВТ	62,3	51,9	442	710	852
	Макс лето	58,7	48,9	457	778	934
	Макс паводок (половодье)	59,2	50,4	504	852	1000
ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – НПС-18	Макс зима 0,92	19,3	16,9	169	876	1000
	Макс зима МУ	19,1	16,7	167	876	1000
	ПЭВТ	29,1	23,7	233	801	985
	Макс лето	26,1	23,4	234	896	1000
	Макс паводок (половодье)	17,7	17,7	177	1000	1000
ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Нижний Куранах	Макс зима 0,92	28,5	23,7	222	780	936
	Макс зима МУ	21,8	18,2	170	780	936
	ПЭВТ	20,0	16,7	121	605	726
	Макс лето	17,3	14,4	115	663	796
	Макс паводок (половодье)	16,1	13,4	117	726	871
ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17	Макс зима 0,92	23,1	23,1	231	1000	1000
	Макс зима МУ	17,6	17,6	176	1000	1000
	ПЭВТ	15,7	12,8	126	801	985
	Макс лето	13,4	12,0	120	896	1000
	Макс паводок (половодье)	12,2	12,2	122	1000	1000

Таблица 61 – Перечень сетевых элементов в прилегающей электрической сети к Канкунской ГЭС с расчетной токовой нагрузкой при нормативных возмущениях (до 20 минут после нормативного возмущения) в нормальной схеме, а также в единичных ремонтных схемах на этапе 2036 года. Вариант СВМ Канкунской ГЭС

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Канкунской ГЭС				
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{адтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{адтн}, А$
ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Магистральный	Нерюнгринская ГРЭС : 1 СШ 220 кВ	Макс зима 0,92	38,0	34,8	348	915	1000
		Макс зима МУ	53,9	49,3	493	915	1000
		ПЭВТ	79,4	66,2	564	710	852
		Макс лето	74,9	62,4	583	778	934
		Макс паводок (половодье)	77,0	65,6	656	852	1000
	ПС 220 кВ Тында : 1 С 220	Макс зима 0,92	35,4	32,4	324	915	1000
		Макс зима МУ	48,7	44,6	446	915	1000
		ПЭВТ	71,5	59,6	508	710	852
		Макс лето	67,5	56,2	525	778	934
		Макс паводок (половодье)	71,6	61,0	610	852	1000
	ВЛ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС – Нерюнгринская ГРЭС	Макс зима 0,92	36,4	33,3	333	915	1000
		Макс зима МУ	50,7	46,4	464	915	1000
		ПЭВТ	75,1	62,6	533	710	852
		Макс лето	70,7	58,9	550	778	934
		Макс паводок (половодье)	71,2	60,7	607	852	1000
	ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында	Макс зима 0,92	35,5	32,5	325	915	1000
		Макс зима МУ	48,9	44,8	448	915	1000
		ПЭВТ	71,8	59,9	510	710	852
		Макс лето	67,6	56,3	526	778	934
		Макс паводок (половодье)	71,1	60,6	606	852	1000
ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – НПС-18	ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Магистральный	Макс зима 0,92	35,5	32,5	325	915	1000
		Макс зима МУ	41,3	37,8	378	915	1000
		ПЭВТ	66,1	55,0	469	710	852
		Макс лето	61,3	51,1	477	778	934
		Макс паводок (половодье)	52,3	44,6	446	852	1000
	Макс зима 0,92	31,0	28,4	284	915	1000	

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Канкунской ГЭС				
			$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}/I_{длтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{длтн}, А$	$I_{длтн}, А$
	ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17	Макс зима МУ	28,0	25,6	256	915	1000
		ПЭВТ	40,6	33,8	288	710	852
		Макс лето	36,5	30,4	284	778	934
		Макс паводок (половодье)	27,0	23,0	230	852	1000
		Макс зима 0,92	30,3	27,7	277	915	1000
	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1 с отпайкой на ПС НПС-17	Макс зима МУ	26,9	24,6	246	915	1000
		ПЭВТ	40,4	33,7	287	710	852
		Макс лето	36,5	30,4	284	778	934
		Макс паводок (половодье)	27,2	23,2	232	852	1000
		Макс зима 0,92	30,3	27,7	277	915	1000
ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Нижний Куранах	ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17	Макс зима 0,92	40,3	33,5	314	780	936
		Макс зима МУ	30,8	25,6	240	780	936
		ПЭВТ	27,1	22,6	164	605	726
		Макс лето	23,4	19,5	155	663	796
		Макс паводок (половодье)	21,9	18,3	159	726	871
	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 1 с отпайкой на ПС НПС-17	Макс зима 0,92	39,2	32,7	306	780	936
		Макс зима МУ	29,5	24,6	230	780	936
		ПЭВТ	26,3	21,9	159	605	726
		Макс лето	22,8	19,0	151	663	796
		Макс паводок (половодье)	21,5	17,9	156	726	871
	ПС 220 кВ НПС-18 : 2 СШ 220	Макс зима 0,92	39,2	32,7	306	780	936
		Макс зима МУ	29,4	24,5	229	780	936
		ПЭВТ	24,6	20,5	149	605	726
		Макс лето	21,1	17,6	140	663	796
		Макс паводок (половодье)	20,8	17,3	151	726	871
	ПС 220 кВ НПС-18 : 1 СШ 220	Макс зима 0,92	37,7	31,4	294	780	936
		Макс зима МУ	30,9	25,7	241	780	936
		ПЭВТ	33,2	27,7	201	605	726
		Макс лето	29,3	24,4	194	663	796
		Макс паводок (половодье)	24,7	20,6	179	726	871
	ПС 220 кВ Нижний Куранах : 2С-220 кВ	Макс зима МУ	32,5	32,5	325	1000	1000

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	РБУ	Вариант СВМ Канкунской ГЭС				
			$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}/I_{дтн}, \%$	$I_{расч}, А$	$I_{дтн}, А$	$I_{дтн}, А$
ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Нижний Куранах с отпайкой на ПС НПС-17	ПЭВТ	ПЭВТ	18,9	15,3	151	801	985
		Макс паводок (половодье)	15,8	15,8	158	1000	1000
		Макс зима 0,92	31,9	31,9	319	1000	1000
	ВЛ 220 кВ Канкунская ГЭС – Нижний Куранах	Макс зима МУ	24,4	24,4	244	1000	1000
		ПЭВТ	20,7	16,9	166	801	985
		Макс лето	17,5	15,7	157	896	1000
		Макс паводок (половодье)	16,1	16,1	161	1000	1000
		Макс зима 0,92	31,3	31,3	313	1000	1000
	ПС 220 кВ НПС-18 : 2 СШ 220	Макс зима МУ	23,5	23,5	235	1000	1000
		ПЭВТ	19,4	15,7	155	801	985
		Макс лето	16,2	14,5	145	896	1000
		Макс паводок (половодье)	15,7	15,7	157	1000	1000
		Макс зима 0,92	31,1	31,1	311	1000	1000
	ВЛ 220 кВ НПС-18 – Нижний Куранах № 2 с отпайкой на ПС НПС-17	Макс зима МУ	22,7	22,7	227	1000	1000
		Макс паводок (половодье)	14,4	14,4	144	1000	1000

По результатам анализа расчетов установившихся электроэнергетических режимов в нормальной схеме, в основных ремонтных схемах, в том числе в нормальной схеме после нормативного возмущения, установлено, что параметры электроэнергетического режима в прилегающей электрической сети к Канкунской ГЭС на этапе 2036 года находятся в области допустимых значений.

7 Прогноз потребности в топливе

Прогноз потребности в органическом топливе электроэнергетических систем Российской Федерации представлен для принятого варианта развития генерирующих мощностей с учетом вводов и вывода из эксплуатации, а также мероприятий по 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, показатели отпуска тепловой энергии с учетом утвержденных схем теплоснабжения, существующее состояние топливоснабжения.

Оценка потребности ТЭС электроэнергетических систем Российской Федерации в органическом топливе формируется исходя из намечаемых уровней производства электрической и тепловой энергии (таблица 62).

Таблица 62 – Производство электрической и тепловой энергии на ТЭС и котельных генерирующих компаний (без учета ГеоЭС) электроэнергетической системы России

Наименование	Прогноз			
	2025 г.	2030 г.	2036 г.	2042 г.
Производство электрической энергии на ТЭС, млн кВт·ч	783323	878291	869233	840477
в том числе на газе	578027	644667	647606	651401
на угле	183713	208938	196902	164317
Отпуск тепловой энергии от ТЭС и котельных, тыс. Гкал	682459	704303	715328	717649
в том числе от ТЭС	618806	638525	646846	648913

Динамика потребности в органическом топливе электростанций и котельных, находящихся на балансе генерирующих компаний, электроэнергетической системы России для рассматриваемого варианта представлена в таблице 63.

Таблица 63 – Потребность ТЭС и котельных, находящихся на балансе генерирующих компаний, электроэнергетической системы России в органическом топливе

Наименование	Прогноз			
	2025 г.	2030 г.	2036 г.	2042 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс. т у.т.	331689	361143	358987	344829
из них:				
газ	236374	256068	258098	255930
нефтепродукто	2038	2143	2164	2072
уголь	77244	85594	81313	69465
прочее топливо	16033	17340	17414	17362
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100
из них:				
газ	71,3	70,9	71,9	74,3
нефтепродукто	0,6	0,6	0,6	0,6
уголь	23,3	23,7	22,7	20,1
прочее топливо	4,8	4,8	4,9	5,0

К прочим видам топлива отнесен торф, коксовый газ, доменный газ, газ нефтеперерабатывающих заводов, сжиженный газ, древесная щепа и т. п.

Динамика изменения потребности в топливе ТЭС определяется общим уровнем потребления электрической и тепловой энергии и долей электростанций различных типов в его покрытии. Доля ТЭС в прогнозируемой структуре выработки электрической энергии по ЕЭС России и ТИТЭС за рассматриваемый период меняется с 64,7 % в 2025 году до 57,4 % в 2042 году. Выработка электроэнергии увеличится на 57,2 млрд кВт·ч, отпуск тепла увеличится на 35,2 млн Гкал, потребность в органическом топливе ТЭС и котельных возрастет на 13,4 млн т у.т. к 2042 году. Помимо принятого уровня выработки электрической и тепловой энергии на ТЭС на потребность в органическом топливе значительное влияние оказывает состав генерирующих мощностей. Средневзвешенный удельный расход топлива на отпущенную электрическую энергию в 2025 году составит 310,3 г/кВт·ч, в 2042 году – 303,5 г/кВт·ч.

Структура используемого топлива электростанциями и котельными, находящимися на балансе электростанций, в рассматриваемом периоде меняется незначительно: на долю газа приходится 70,9–74,3 %, на долю угля – 23,7–20,1 %, на долю нефтепродукта и прочего топлива – порядка 5 %.

Прогноз потребности ТЭС в различных видах органического топлива без учета котельных по синхронным зонам ЕЭС России и ТИТЭС представлен в приложении № 12 к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. Прогнозируемый расход топлива ТЭС, необходимый для производства электрической и тепловой энергии, представлен в таблице 64 и на рисунке 43.

Таблица 64 – Потребность ТЭС электроэнергетической системы России в органическом топливе

Наименование	Прогноз			
	2025 г.	2030 г.	2036 г.	2042 г.
Потребность ТЭС в топливе, тыс т у.т.	321470	350598	348037	333836
из них:				
на выработку электроэнергии	228737	255062	251313	236807
на выработку теплоэнергии	92733	95536	96724	97029
Потребность ТЭС в топливе, %	100	100	100	100
из них:				
на выработку электроэнергии	71,2	72,8	72,2	71,1
на выработку теплоэнергии	28,8	27,2	27,8	28,9

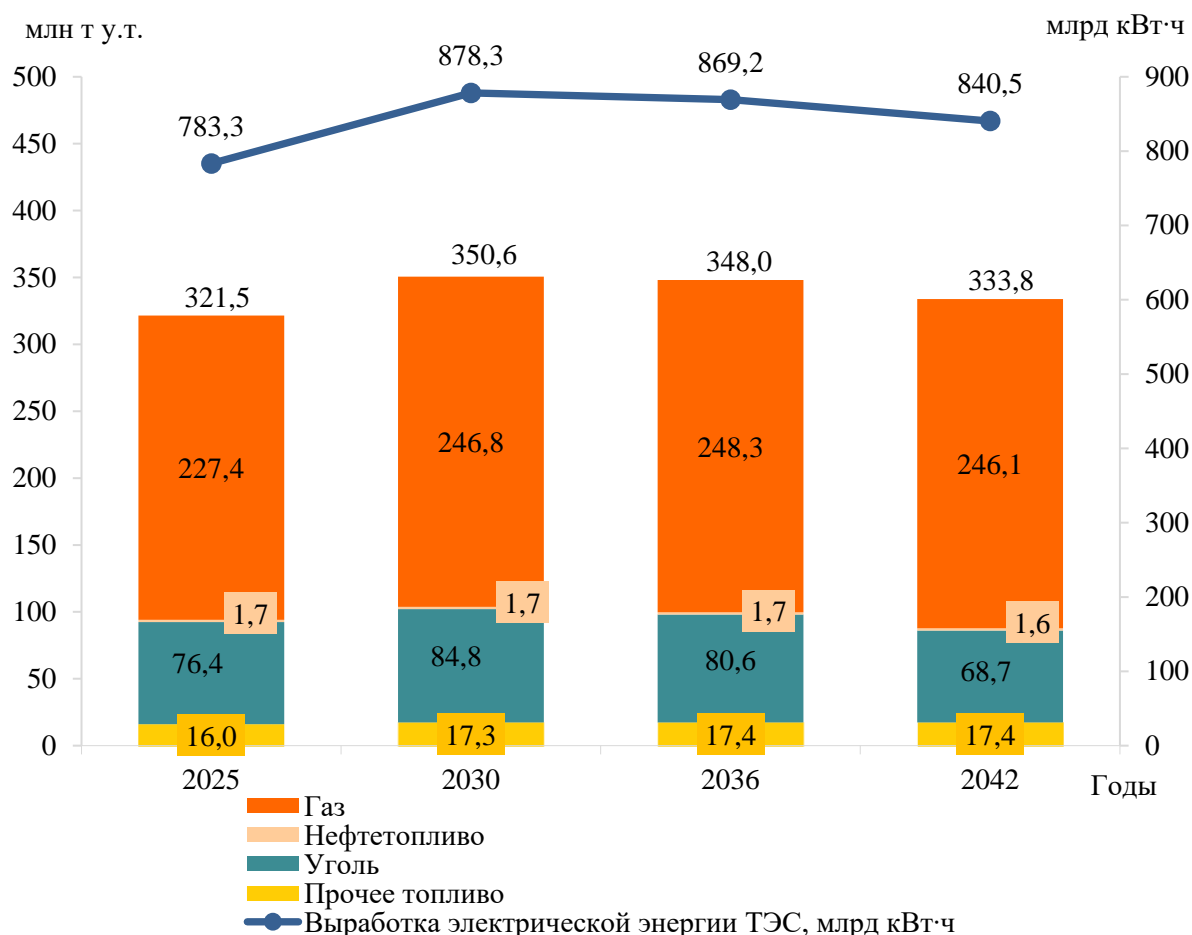


Рисунок 43 – Потребность ТЭС электроэнергетической системы России в органическом топливе

Прогноз потребности в органическом топливе ТЭС и котельных, находящихся на балансе генерирующих компаний, с указанием основных угольных бассейнов представлен в таблице 65.

Таблица 65 – Потребность ТЭС и котельных в органическом топливе с указанием основных угольных бассейнов, тыс. т у.т.

Наименование	ЭЭС России			
	2025 г.	2030 г.	2036 г.	2042 г.
Потребность в топливе всего, тыс. т у.т.	331689	361143	358987	344829
из них				
Газ естественный	236374	256067	258097	255930
в том числе попутный газ	16208	16961	16120	14553
Нефтетопливо	2038	2143	2164	2072
Торф	81	79	65	65
Прочее топливо	15952	17261	17348	17297
в том числе газ искусственный	11614	12825	12910	12860
Уголь всего	77244	85594	81313	69465
в том числе Донецкий бассейн	474	365	298	0
Подмосковный бассейн	2	2	2	3
Печорский бассейн	600	600	597	595
Кузнецкий бассейн	17304	18720	18641	16259

Наименование	ЭЭС России			
	2025 г.	2030 г.	2036 г.	2042 г.
Челябинский бассейн	39	24	23	23
Южно-Уральский бассейн	78	82	84	83
Канско-Ачинский бассейн	24206	25464	26581	22419
Тунгусский бассейн	577	609	583	497
Минусинский бассейн	2350	2297	2326	2209
месторождения Тувинской котловины	150	153	154	155
Иркутский бассейн	5753	8057	8632	9728
месторождения Забайкалья	6867	8363	8117	7186
Южно-Якутский бассейн	1355	2230	1672	1379
Зырянский бассейн	73	78	48	48
Амуро-Зейская площадь	1003	1097	787	643
Гербикано-Огоджинская площадь	461	598	347	281
Бикино-Уссурийский бассейн	1515	1653	1174	920
Ханкайский бассейн	1386	2423	1790	1381
Буреинский бассейн	1387	1199	847	698
Иньяли-Дебинская площадь	85	107	90	94
Анадырская площадь	5	5	83	96
Сахалинский бассейн	245	296	425	429
угли Республики Казахстан	11329	11171	8013	4340

8 Оценка воздействия на окружающую среду

Раздел разработан в соответствии с главой IX Оценка влияния перспективного развития электроэнергетики на окружающую среду Методических указаний по проектированию развития энергосистем [2].

При разработке перспектив развития электроэнергетики обязательными являются требования экологической безопасности, обеспечивающие охрану атмосферного воздуха, в связи с чем необходима оценка ожидаемого воздействия электроэнергетики на качество атмосферного воздуха в соответствии с «нормативами допустимого воздействия». При этом объемы этого воздействия не должны превышать требуемых действующими природоохранными нормативами и международными обязательствами России по охране окружающей среды.

Специфика оценки воздействия электроэнергетики на окружающую среду связана с необходимостью рассмотрения большого количества электроэнергетических объектов на значительной территории и в длительном временном интервале (15–20 лет). В этих условиях решение проблем экологической безопасности ее развития теми же средствами и с той же детальностью, что на стадиях ТЭО или проекта отдельного электроэнергетического объекта, нецелесообразно. Поэтому для оценки ожидаемого воздействия на окружающую среду применяются укрупненные технические нормативы и расчетные методики регионального уровня.

В условиях нормальной эксплуатации наибольшее негативное воздействие на окружающую среду оказывают тепловые электростанции. С дымовыми газами в воздушный бассейн выбрасываются десятки загрязнителей, обладающих различной степенью опасности для человека и окружающей природы.

Законодательство Российской Федерации регламентирует экологическую деятельность тепловых электростанций на протяжении более 40 лет. Нормативы удельных выбросов загрязняющих веществ для вновь вводимого оборудования ТЭС регламентируются ГОСТ Р 50831 [10]. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации приказом от 25.04.2023 № 248 утвердило с 1 сентября 2023 года предложенные в ИТС 38–2022 [11] технологические показатели выбросов маркерных загрязняющих веществ с уходящими газами ТЭС.

В соответствии с вышеуказанными документами наибольшее вредное воздействие на качество атмосферного воздуха оказывают три компонента дымовых газов тепловых электростанций: диоксид серы (SO_2), оксиды азота (NO_x) и летучая зола, выбросы которых нормируются для ТЭС на органическом топливе и поэтому оцениваются в составе данного раздела.

Данные, характеризующие структуру топлива, которое намечается сжигать на ТЭС электроэнергетических систем Российской Федерации по реперным годам и за отчетные 2014 и 2021 годы, приведены в таблице 66 и на рисунке 44.

Таблица 66 – Современная и намечаемая структура топлива, сжигаемого на тепловых электростанциях

Вид топлива	2014 г. факт		2021 г. факт		2025 г.		2030 г.		2036 г.		2042 г.		2042 г., 2021 г., о. е.
	тыс. т у.т.	%	тыс. т у.т.	%	тыс. т у.т.	%	тыс. т у.т.	%	тыс. т у.т.	%	тыс. т у.т.	%	
Всего условного топлива, в том числе	299700	100	292113	100	321470	100	350598	100	348037	100	333836	100	1,14
газ	214369	71,5	215670	73,8	227446	70,8	246805	70,4	248333	71,4	246147	73,7	1,14
нефтепродукты	1869	0,6	1875	0,6	1659	0,5	1704	0,5	1726	0,5	1634	0,5	0,87
уголь	72771	24,3	61200	21,0	76339	23,7	84756	24,2	80571	23,2	68699	20,6	1,12
торф	261	0,1	82	0,03	81	0,0	79	0,0	65	0,0	65	0,0	0,79
прочее топливо	10430	3,5	13286	4,5	15945	5,0	17254	4,9	17342	5,0	17291	5,2	1,30

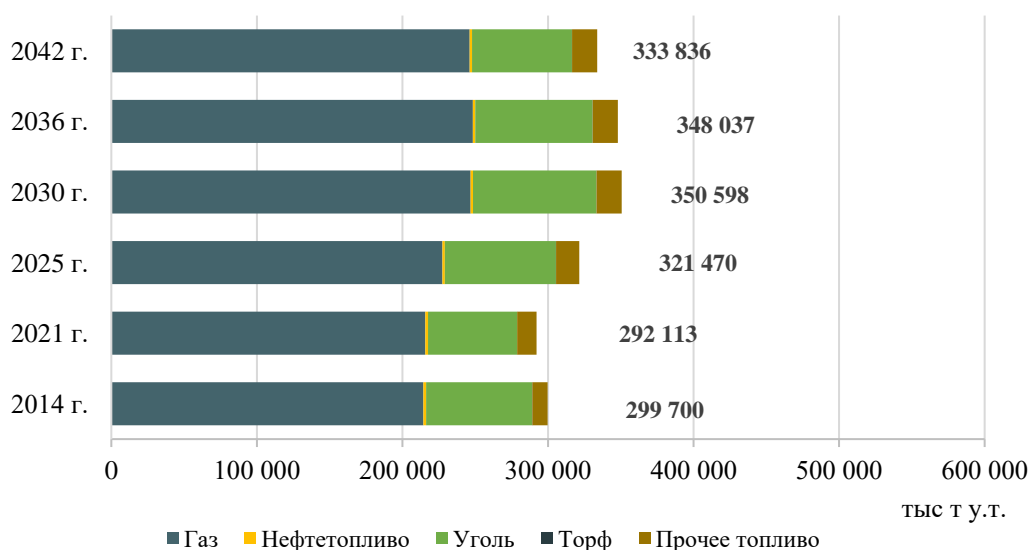


Рисунок 44 – Современные и ожидаемая структура топлива, сжигаемого ТЭС

Как видно из таблицы 66 и рисунка 44 на конец перспективного периода в топливной структуре незначительный прирост намечается за счет прочих топлив, основу которых составляет коксовый и доменный газ. По всем остальным видам топлива их доли в 2042 году остаются практически неизменными. При этом в абсолютных единицах прирост объема угля составит 12 %, что ниже прироста объема газа на 14 %. Следовательно, можно ожидать снижение темпов роста загрязняющих выбросов ТЭС в атмосферу, связанного с намечаемым увеличением количества сжигаемого топлива.

Результаты экспертной оценки ожидаемых объемов загрязняющих выбросов тепловыми электростанциями в атмосферу на перспективу до 2042 года, а также эмиссии диоксида углерода для реперных лет этапов развития электроэнергетики приведены на рисунке 45. Оценка валовых объемов загрязняющих выбросов ТЭС произведена при условии соблюдения электроэнергетикой России внутригосударственных нормативных требований по ограничению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в соответствии с ИТС 38–2022 [11], приложение Б.

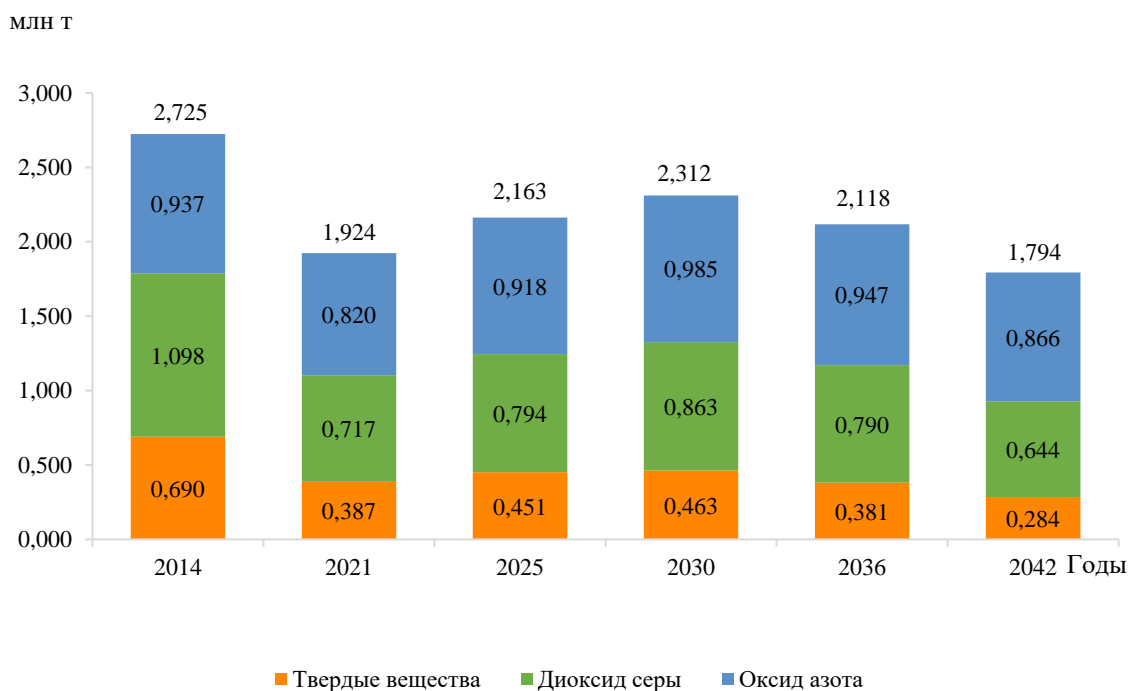


Рисунок 45 – Современные и ожидаемые валовые объемы выбросов нормируемых загрязняющих веществ ТЭС

По данным рисунка 45 снижение валовых выбросов нормируемых загрязняющих веществ к 2042 году составит порядка 6,7 % при увеличении количества топлива на 14 % по сравнению с 2021 годом.

На рисунке 46 представлена современная и ожидаемая доля участия каждого нормируемого загрязняющего вещества в валовом объеме выбросов в атмосферный воздух тепловыми электростанциями.

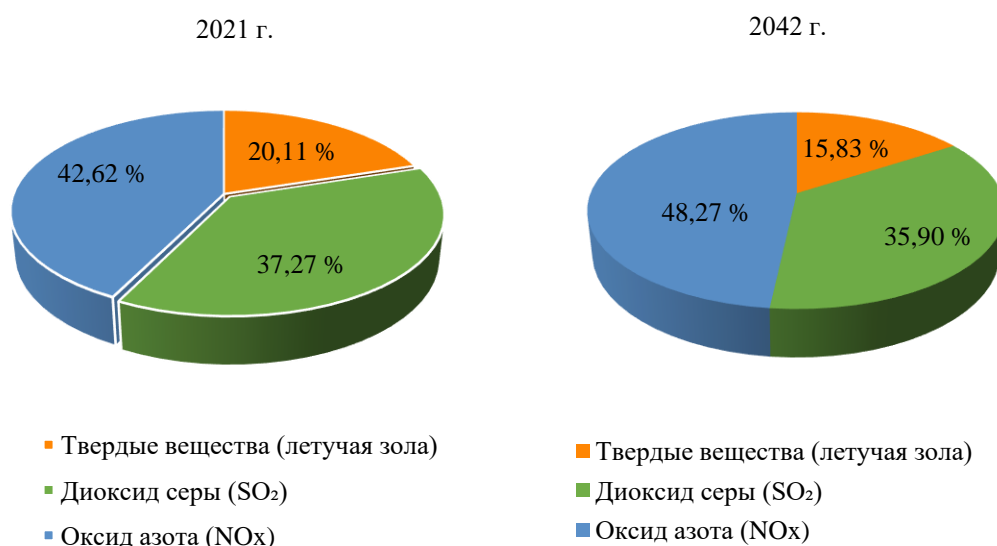


Рисунок 46 – Современное и ожидаемое доленое участие нормируемых загрязняющих веществ в общем объеме выбросов ТЭС в атмосферный воздух

Снижение использования сернистых нефтетоплив и практически постоянная доля угля (со снижением высокозольных типов) в структуре топлива привели к уменьшению доли выбросов твердых веществ и диоксидов серы в валовом объеме.

Российская Федерация в настоящее время принимает участие в международных соглашениях по изменению климата. Основным документом является Рамочная Конвенция ООН об изменении климата (РКИК, 1994 год). В рамках РКИК был ратифицирован и Киотский протокол к РКИК. В настоящее время Постановлением Правительства РФ от 21.09.2019 № 1228 ратифицировано и Парижское соглашение, которое фактически заменило Киотский протокол. В новом соглашении обязательства по сокращению выбросов парниковых газов берут на себя все государства вне зависимости от степени их экономического развития. Во всех перечисленных документах за базовый объем эмиссии парниковых газов принят уровень 1990 года.

Объем эмиссии парниковых газов тепловыми электростанциями России на уровне 1990 года определен в рамках формирования Экологической программы электроэнергетики России в 1994 году. Электроэнергетика и теплоснабжение (в части производства тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической энергии и тепловой энергии) с учетом тепловых электростанций промышленных предприятий на уровне 1990 года выбросили парниковых газов в размере 788 млн т в год. Данное значение не учитывает абсорбции (поглощающей способности) лесов и иных экосистем.

Определение объема эмиссии парниковых газов на перспективный период проводилось по значениям национальных коэффициентов эмиссии в соответствии с Приказом Минприроды России № 371 [12]. Наибольшую долю в приросте объемов выбросов парникового газа дает уголь в структуре топливного баланса. Динамика эмиссии парниковых газов тепловыми электростанциями приведена на рисунке 47.



Рисунок 47 – Ожидаемые объемы эмиссии парниковых газов (диоксида углерода)

Одним из важных факторов снижения объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух является структура генерирующих мощностей и, как следствие, структура выработки электрической энергии. В таблице 67 приведена современная и прогнозная структура выработки электрической энергии электростанциями Российской Федерации.

Таблица 67 – Современная и прогнозная структура выработки электроэнергии электростанциями России, %

Наименование	2014 г.	2021 г.	2025 г.	2030 г.	2036 г.	2042 г.
Всего, в том числе	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
АЭС	17,3	19,7	17,8	17,1	19,9	24,0
ГЭС	16,6	19,0	16,4	14,9	15,0	14,8
ГАЭС	0,2	0,2	0,2	0,2	0,6	0,5
ТЭС	66,0	60,6	64,7	65,8	61,9	57,4
ВИЭ (ВЭС и СЭС)	0,0	0,5	0,9	2,0	2,6	3,3

Изменение структуры выработки электрической энергии в сторону увеличения доли атомных электростанций и зеленой энергетики в составе ВЭС и СЭС и снижения доли тепловых электростанций позволит к 2042 году снизить удельные выбросы нормируемых загрязняющих веществ.

Количественной характеристикой прогресса теплоэнергетики в охране атмосферного воздуха от загрязнения является динамика удельных выбросов в атмосферу загрязняющих веществ тепловых электростанций. На рисунках 48–50 представлена современная и прогнозная динамика удельных выбросов загрязняющих веществ на единицу выработки электрической энергии, приведенной электроэнергии и израсходованного топлива соответственно.

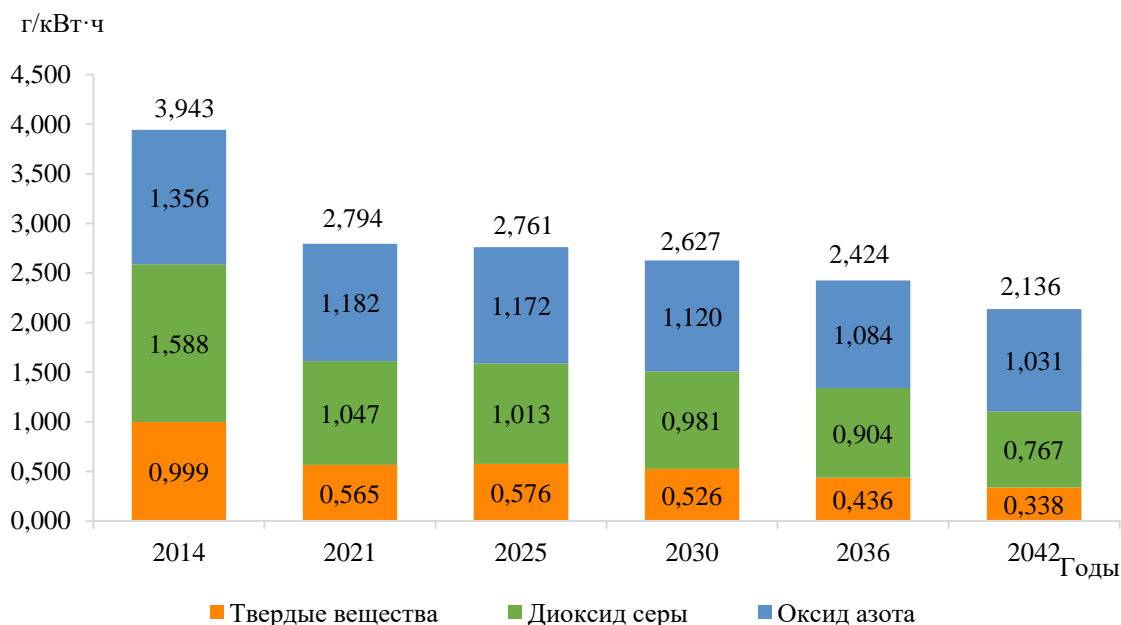


Рисунок 48 – Современные и ожидаемые удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на единицу электрической энергии

Большинство тепловых электростанций страны работают в режиме когенерации, производя и тепловую энергию, поэтому в таблице 68 приведены данные по суммарной приведенной электроэнергии.

Таблица 68 – Приведенная выработка электроэнергии, млрд кВт·ч

Наименование показателя	2014 г. факт	2021 г. факт	2025 г.	2030 г.	2036 г.	2042 г.	<u>2042 г.</u> <u>2021 г.</u>
Приведенная электрическая энергия	1426	1413	1503	1622	1626	1595	1,13

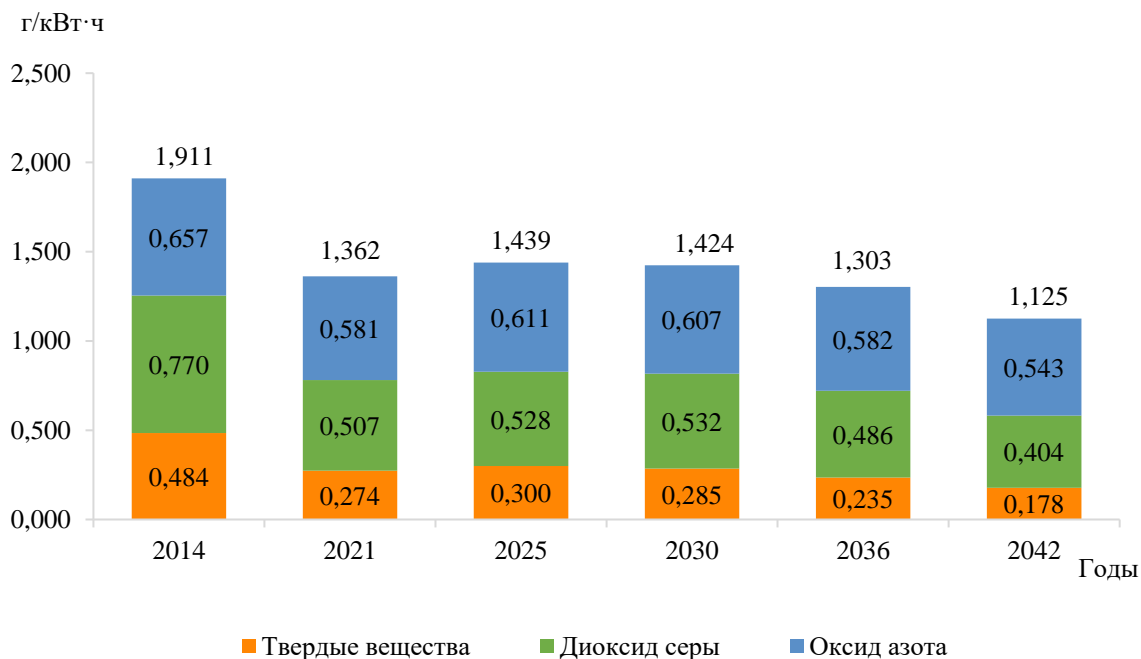


Рисунок 49 – Современные и ожидаемые удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на единицу приведенной электроэнергии

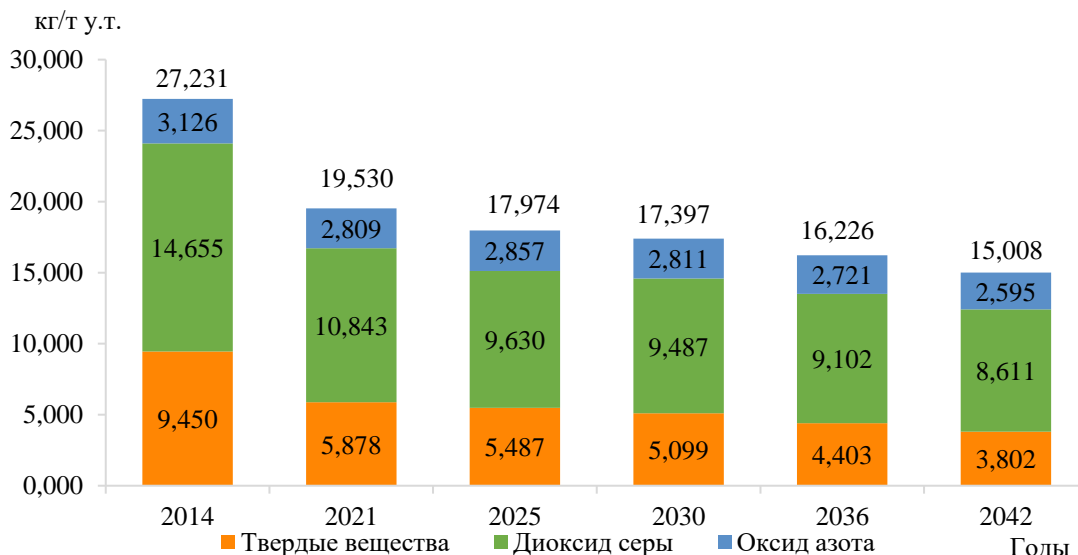


Рисунок 50 – Современные и ожидаемые удельные выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на единицу израсходованного топлива

В перспективе к 2042 году значения удельных выбросов загрязняющих веществ на 1 кВт·ч электрической энергии и на единицу израсходованного топлива (1 т у.т.) не превышают значений базового 2021 года. При увеличении выработки электрической энергии на тепловых электростанциях на 22 % в абсолютных единицах ожидается снижение значений удельных выбросов нормируемых загрязняющих веществ на 24 %, по приведенной энергии – на 17 %, по топливу – на 23 %.

Экологические показатели рассматриваемого в работе варианта развития электроэнергетики до 2042 года позволяют не превышать требуемых действующим природоохранным законодательством и международными обязательствами России воздействий на окружающую среду при условии соблюдения на перспективу намечаемой структуры топливного баланса и при соблюдении на вновь вводимом оборудовании ТЭС предельных значений удельных показателей нормируемых загрязняющих веществ.

Повышение КПД топливоиспользования и увеличение доли атомных электростанций и электростанций на ВИЭ (ветер и солнце) в структуре генерирующих мощностей, а следовательно, и увеличении их доли в структуре выработки электрической энергии в значительной степени способствуют ожидаемому снижению негативного воздействия электроэнергетики на качество атмосферного воздуха.

Кроме того, намечаемый в прогнозной структуре топлива значительный прирост газа по сравнению с углем позволяет значительно снизить объемы выбросов сразу по всем трем нормируемым загрязняющим веществам, как это видно по сравнению данных по воздействию тепловых электростанций на качество атмосферного воздуха за 2014 и 2021 годы на рисунках данного раздела.

Экологическая безопасность рассматриваемого варианта развития электроэнергетики может быть обеспечена только при условии:

- реализации принятой структуры генерирующих мощностей, которая относится к числу общесистемных природоохранных мероприятий по снижению негативного воздействия электроэнергетики на качество атмосферного воздуха;

- реализации принятой структуры топлива с преобладанием газа;
- выполнения нормативов удельных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу вновь вводимым энергетическим оборудованием;
- проведения намеченных объектных воздухоохраных мероприятий на действующих ТЭС.

9 Оценка прогнозных объемов капитальных вложений, необходимых для реализации технических решений по развитию генерирующих мощностей и строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства по ЕЭС России

9.1 Оценка прогнозных объемов капитальных вложений, необходимых для реализации технических решений Генеральной схемы

В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 2556 [1], п. 15 «м», в части прогнозных объемов капитальных вложений в строительство (реконструкцию) генерирующих мощностей Генеральная схема содержит только прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) генерирующих мощностей, соответствующих требованиям п. 15 «в»–«е».

В настоящем разделе приведены прогнозные объемы капитальных вложений в строительство и реконструкцию генерирующих мощностей, необходимые для реализации всех технических решений Генеральной схемы по 2042 год.

Потребность в капитальных вложениях на развитие генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства определена в целом по ЕЭС России и по технологически изолированным территориальным системам по каждому 6-летнему интервалу в пределах с 2025 по 2042 годы и представлена в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

Оценка потребности в капитальных вложениях на развитие генерирующих мощностей выполнена на основании:

- данных, предоставленных субъектами электроэнергетики в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];
- утвержденных инвестиционных программ (проектов инвестиционных программ) субъектов электроэнергетики;
- результатов проведенных конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ;
- результатов КОММод;
- экономических параметров КОМ НГО;
- данных из открытых источников.

Оценка потребности в капитальных вложениях на развитие объектов электросетевого хозяйства выполнена на основании:

- данных, предоставленных субъектами электроэнергетики в соответствии с Приказом Минэнерго России № 1340 [3];
- утвержденных инвестиционных программ (проектов инвестиционных программ) субъектов электроэнергетики;
- расчетов, выполненных по УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [13]).

Капитальные вложения учитывают различия в региональных условиях строительства.

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

- на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 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).

Прогнозные объемы капитальных вложений, необходимые для реализации технических решений по развитию генерирующих мощностей (с разделением по видам используемых первичных ресурсов) и строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства, определенных проектом Генеральной схемы, в целом по ЕЭС России по каждому 6-летнему интервалу в пределах долгосрочного периода представлены в таблице 69.

Таблица 69 – Прогнозные объемы капитальных вложений, необходимые для реализации технических решений по развитию генерирующих мощностей (с разделением по видам используемых первичных ресурсов) и строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства, определенных проектом Генеральной схемы, в целом по ЕЭС России и по технологически изолированным территориальным системам по каждому 6-летнему интервалу в пределах долгосрочного периода (в прогнозных ценах соответствующих лет, млрд руб. с НДС)

Наименование	Тип электростанции	2025–2030 гг.	2031–2036 гг.	2037–2042 гг.	Итого за период 2025–2042 гг. ¹⁾
ЕЭС России	Все типы	12854,44	14674,85	11484,61	39013,9
	АЭС	3275,61	6386,55	3769,24	13431,4
	ГЭС и ГАЭС	1151,79	1238,53	244,81	2635,13
	ТЭС	7587,08	6179,24	6285,58	20051,9
	ВЭС и СЭС	839,96	870,53	1184,98	2895,47
ТИТЭС	Все типы	458,35	271,86	240,21	970,41
	АЭС	177,9	175,34	0,7	353,93
	ТЭС	280,45	96,52	239,51	616,48
Объекты электросетевого хозяйства	–	1822,94	729,60	–	2552,54
Всего с учетом объектов электросетевого хозяйства	–	15135,73	15676,31	11724,82	42536,85

Примечание – ¹⁾ Представленные параметры могут быть скорректированы по результатам согласительных процедур, а также с учетом изменения показателей развития электроэнергетики в период 2025–2030 годов в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России.

Потребность в капитальных вложениях на развитие генерирующих мощностей и электросетевого хозяйства в период 2025–2042 годов прогнозируется в размере 42536,85 млрд руб. с НДС, в том числе:

- на развитие генерирующих мощностей – 39984,31 млрд руб. с НДС;
- на развитие объектов электросетевого хозяйства – 2552,54 млрд руб. с НДС.

9.2 Сводные показатели по прогнозным капитальным вложениям в объекты электросетевого хозяйства по классам напряжения

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых равен или превышает 330 кВ для синхронных зон и 220 кВ для ТИТЭС, а также объектов

электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых равен или превышает 220 кВ, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии представлены в таблице 70.

Таблица 70 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых равен или превышает 330 кВ для синхронных зон и 220 кВ для ТИТЭС, а также объектов электросетевого хозяйства, номинальный класс напряжения которых равен или превышает 220 кВ, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии (в прогнозных ценах соответствующих лет, млрд руб. с НДС)

Наименование		Класс напряжения	2025–2030 гг.	2031–2036 гг.	Итого за период 2025–2036 гг. ¹⁾
ЕЭС России	Итого:	Все классы	1811,63	729,60	2541,23
		1150 кВ	3,86	0	3,86
		750 кВ	136,73	0,57	137,30
		500 кВ	1177,22	516,88	1694,10
		330 кВ	119,76	65,28	185,04
		220 кВ	374,06	146,87	520,93
	в том числе в развитие объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии	Все классы	152,81	260,77	413,58
		750 кВ	0,53	0,57	1,10
		500 кВ	30,05	51,03	81,08
		330 кВ	7,98	65,28	73,26
	220 кВ	114,25	143,89	258,14	
	Итого:	Все классы	11,30	0	11,30
ТИТЭС	Итого:	220 кВ	11,30	0	11,30
		в том числе в развитие объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии	Все классы	–	–
ЭЭС России	Итого:	Все классы	1822,94	729,60	2552,54
		1150 кВ	3,86	0,00	3,86
		750 кВ	136,73	0,57	137,30
		500 кВ	1177,22	516,88	1694,10
		330 кВ	119,76	65,28	185,04
		220 кВ	385,37	146,87	532,23
	в том числе в развитие объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии	Все классы	152,81	260,77	413,58
		750 кВ	0,53	0,57	1,10
		500 кВ	30,05	51,03	81,08
		330 кВ	7,98	65,28	73,26
	220 кВ	114,25	143,89	258,14	

Примечание – ¹⁾ Представленные параметры могут быть скорректированы по результатам согласительных процедур, а также с учетом изменения показателей развития электроэнергетики в период 2025–2030 годов в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России.

10 Оценка ценовых и тарифных последствий реализации технических решений, предусмотренных Генеральной схемой

10.1 Основные положения

Оценка ценовых и тарифных последствий реализации технических решений, предусмотренных Генеральной схемой (далее – оценка ценовых и тарифных последствий) выполнена на основании:

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [1];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [2].

Согласно Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [2] оценка ценовых последствий выполняется для отраслевого сегмента «генерация» в целом и с его дифференциацией по типам электростанций:

- сегмент атомной генерации;
- сегмент гидрогенерации;
- сегмент генерации на базе ВИЭ – ВЭС и СЭС;
- сегмент тепловой генерации.

Оценка тарифных последствий выполняется для сегмента «магистральная электрическая сеть» (ЕНЭС).

Целью оценки ценовых и тарифных последствий является определение достаточности выручки, получаемой вышеуказанными сегментами отрасли (далее – сегменты отрасли), при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений Генеральной схемы.

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ сегментов отрасли и ПВВ этих сегментов при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования;

- сравнения на прогнозный период необходимой среднеотпускной цены электрической энергии для потребителей электрической энергии без учета дифференциации по диапазонам напряжения и субъектам Российской Федерации (далее – среднеотпускная цена электрической энергии для потребителей электрической энергии) и прогнозной среднеотпускной цены электрической энергии для потребителей при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования.

Оценка достаточности выручки для сегмента «генерация» выполняется на основании:

- сравнения на прогнозный период НВВ генерирующих компаний от продажи электрической энергии (мощности) на оптовом рынке и ПВВ от продажи электрической энергии (мощности) на оптовом рынке при существующих механизмах ценообразования;

- сравнения на прогнозный период необходимой цены поставки электрической энергии (мощности) на оптовый рынок и цены поставки электрической энергии (мощности) на оптовый рынок при существующих механизмах ценообразования.

Оценка достаточности выручки для сегмента «магистральная электрическая сеть» (ЕНЭС) выполняется на основании:

– сравнения на прогнозный период НВВ от услуг по передаче электрической энергии ПАО «Россети» и ПВВ от услуг по передаче электрической энергии ПАО «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 Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [2] оценка ценовых и тарифных последствий выполняется в целом по ЕЭС России, при этом для технологически не связанных с ЕЭС России территорий и ТИТЭС оценка не выполняется.

В расчетах темп роста индекса потребительских цен на прогнозный период определен на основании данных прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России:

– на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

Представленные в настоящем разделе итоговые показатели могут быть скорректированы по результатам согласительных процедур, а также с учетом изменения показателей развития электроэнергетики в период 2025–2030 годов в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России.

10.2 НВВ

10.2.1 Составляющие НВВ

В расчете ценовых последствий суммарная НВВ сегментов генерации на прогнозный период состоит из:

- суммарных эксплуатационных затрат;
- необходимой валовой прибыли.

В суммарную НВВ сегментов генерации не включается прогнозная выручка от продажи тепловой энергии.

НВВ сегментов генерации на прогнозный период рассчитывается с учетом затрат на:

– планируемые к строительству или реконструкции (модернизации) объекты по производству электрической энергии, ввод в эксплуатацию которых приходится на период с 2031 по 2042 год (далее – новые объекты);

– планируемые к строительству или реконструкции (модернизации) объекты по производству электрической энергии, ввод в эксплуатацию которых приходится на период с 2025 по 2030 год (далее – реализуемые объекты);

– объекты по производству электрической энергии, не относящиеся к новым или реализуемым (далее – существующие объекты).

В период 2025–2026 годов НВВ сегментов генерации приравнена к ПВВ.

В расчете тарифных последствий суммарная НВВ ПАО «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 Генеральную схему. НВВ на содержание электрических сетей также,

как и для сегментов генерации, состоит из суммарных эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли;

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [2]. Определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [2] на основании фактических данных за 2023 год;

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

10.2.2 Исходные параметры и допущения

Базовые финансовые и экономические показатели деятельности генерирующих компаний приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной по Приказу Минэнерго России № 1340 [3];
- утвержденными инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации генерирующими компаниями о структуре и объемах затрат на производство и реализацию товаров (работ, услуг), раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [14].

Базовые финансовые и экономические показатели деятельности ПАО «Россети» приняты на 2023 год в соответствии с:

- информацией, представленной по Приказу Минэнерго России № 1340 [3];
- утвержденной и принятой к учету в целях тарифного регулирования инвестиционной программой¹;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [14].

10.2.2.1 Капитальные вложения

Перечень источников и основные подходы к определению объема капитальных вложений на развитие объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства, предлагаемых в Генеральной схеме, приведены в 9.1.

¹ Приказ Минэнерго России от 28.12.2023 № 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 27.12.2022 № 37@».

При оценке ценовых последствий объем капитальных вложений в развитие объектов по производству электрической энергии увеличен на величину затрат на технологическое присоединение к электрическим сетям для целей учета этих затрат в необходимой чистой прибыли. При этом затраты на технологическое присоединение не оказывают влияние на увеличение эксплуатационных затрат и налога на имущество генерирующих компаний. Затраты на технологическое присоединение к электрическим сетям рассчитаны в том числе в соответствии с объемом мероприятий, обеспечивающих выдачу мощности объектов по производству электрической энергии, определенных Генеральной схемой.

При оценке ценовых и тарифных последствий учитывались следующие особенности определения объема капитальных вложений на прогнозный период:

– в объемах капитальных вложений учитывались капитальные вложения в реализацию мероприятий утвержденных инвестиционных программ АО «Концерн Росэнергоатом»², ПАО «РусГидро»³ (в части гидрогенерации), АО «Богучанская ГЭС»⁴ и ПАО «Россети»⁵, источниками финансирования которых являются прибыль, направляемая на инвестиции, амортизация основных средств или собственные средства от оказания услуг по передаче электрической энергии, а также привлеченные средства;

– в объемах капитальных вложений учитывались капитальные вложения в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему. При этом не учитывались мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные программы, и учитывались отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в Генеральной схеме, и мероприятия из утвержденных инвестиционных программ;

– за горизонтом периода, на который утверждены инвестиционные программы, принято допущение, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденных инвестиционных программ (проекта инвестиционной программы ПАО «Россети»);

– в объемах капитальных вложений ПАО «Россети» не учитывались мероприятия, источником финансирования которых является плата за технологическое присоединение к электрическим сетям.

Объемы капитальных вложений на прогнозный период по сегментам отрасли для целей оценки ценовых и тарифных последствий с учетом вышеуказанных особенностей представлены в таблице 71.

² Совместный приказ Минэнерго России и Госкорпорации «Росатом» от 22.12.2023 № 32@/1/2482-П.

³ Приказ Минэнерго России от 19.12.2023 № 25@.

⁴ Приказ Минэнерго России от 22.11.2023 № 9@.

⁵ Приказ Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@.

Таблица 71 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период по сегментам отрасли для целей оценки ценовых и тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	Итого за период 2025–2042 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего (млрд руб. без НДС), в том числе:	944	1246	1686	1963	2353	3302	3110	1604	1640	1790	1943	1837	1956	1784	1735	1773	1052	609	32327
по сегменту АЭС	130	205	357	453	633	746	826	850	901	870	919	956	1045	865	551	507	77	97	10986
по сегменту ГЭС/ГАЭС	59	69	137	191	224	252	254	186	166	158	140	128	105	69	29	–	–	–	2169
по сегменту ВЭС и СЭС	111	58	175	203	237	0	69	77	78	104	108	137	147	173	139	111	158	182	2267
по сегменту ТЭС	475	733	802	910	1089	2108	1869	395	448	610	726	564	658	678	1016	1155	817	330	15381
по сегменту ЕНЭС	168	182	215	207	170	196	91	95	47	49	51	53	–	–	–	–	–	–	1523

10.2.2.2 Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты на прогнозный период сегментов генерации включают в себя:

- топливные затраты (для сегментов ТЭС и АЭС);
- условно-постоянные эксплуатационные затраты;
- амортизационные отчисления.

Эксплуатационные затраты на прогнозный период ПАО «Россети» включают в себя:

- условно-постоянные эксплуатационные затраты (операционные затраты);
- отчисления на социальные нужды;
- амортизационные отчисления.

Топливные затраты рассчитаны с учетом прогнозируемого объема выработки электрической энергии на ТЭС и АЭС, определенного по результатам формирования оптимального баланса электрической энергии.

Цена топлива и топливная составляющая цены электрической энергии АЭС на 2023 год приняты по данным генерирующих компаний.

Индексация темпов роста цен на топливо на прогнозный период принята в соответствии с протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр:

– для природного газа – в соответствии с темпом роста индекса потребительских цен по принципу – индекс потребительских цен+1 процентный пункт, для ДФО – начиная с 2026 года, по принципу – индекс потребительских цен+2 процентных пункта;

– для угольного топлива и других видов топлива – в соответствии с темпом роста индекса потребительских цен.

Темпы роста цен на топливо представлены в таблице 72.

Таблица 72 – Темпы роста цен на топливо (%)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.
Инфляция (среднегодовая)	6	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Рост цен на природный газ (все субъекты Российской Федерации, кроме ДФО)	7	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Рост цен на природный газ (ДФО)	7	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Рост цен на угольное топливо и другие виды топлива	6	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4

Условно-постоянные эксплуатационные затраты для сегмента генерации приняты на основании:

- отчетных данных;
- информации, представленной по Приказу Минэнерго России № 1340 [3];
- экономических параметров КОМ НГО.

Операционные затраты на прогнозный период для сегмента магистральных сетей (ЕНЭС) рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для ПАО «Россети» ФАС России⁶, и изменения стоимости основных производственных средств.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

1) нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных субъектов электроэнергетики за 2023 год как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для введенных основных средств и нематериальных активов;

2) среднего срока эксплуатации генерирующих объектов, учитываемого при расчете цен на поставляемую на оптовый рынок электрическую мощность, обеспечивающих возврат инвестиций, для новых объектов:

- для АЭС – 25 лет;
- для ГЭС и ГАЭС – 50 лет;
- для ВЭС и СЭС – 25 лет;
- для ТЭС – 20 лет;
- для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы⁷.

Затраты на эксплуатацию объектов ЕНЭС, принадлежащих иным сетевым организациям, являющимся владельцами объектов ЕНЭС, учтены в НВВ и ПВВ ПАО «Россети».

10.2.2.3 Финансовые показатели

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{ЕВИТДА}$. Размер не превышения принят в соответствии с протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр.

Средневзвешенный срок возврата по заемным средствам принят на основе анализа отчетных данных субъектов электроэнергетики за 2023 и составляет:

- 7 лет для генерирующих компаний;
- 9 лет для ПАО «Россети».

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

– 18 % годовых на 2025 год, 13 % годовых на 2026 год, 10,5 % годовых на 2027 год. Ставки определены с учетом прогноза Банка России от 26.07.2024 величины среднегодовой ключевой ставки;

⁶ Приказ ФАС России от 01.12.2020 № 1176/20.

⁷ Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

– с 2027 года средняя процентная ставка в целом по сегментам отрасли принята в размере 10 % годовых в соответствии с протоколом Минэнерго России от 31.05.2023 № СП-206пр.

Финансовые показатели, принятые для оценки ценовых и тарифных последствий реализации строительства и реконструкции (модернизации) новых объектов, представлены в таблице 73.

Таблица 73 – Финансовые показатели, принятые для оценки ценовых и тарифных последствий реализации строительства и реконструкции (модернизации) новых объектов

Финансовый показатель	Субъекты электроэнергетики (базовая комбинация)		Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
	по сегментам генерации	по сегменту магистральной электрической сети	
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	68 %	45 %	0 % – долг/ЕБИТДА не более 3,5
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	11 %	9 %
Средний срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	9 лет	–

НВВ включает в себя также возврат доходности на вложенные инвестиции, рассчитанный укрупненно исходя из базовых норм доходности и сроков возврата инвестиций, соответствующих существующим ценовым механизмам, обеспечивающим возврат инвестиций.

10.2.2.4 Прогнозная выручка от продажи тепловой энергии

С целью определения достаточности выручки, получаемой генерирующими компаниями от продажи электрической энергии (мощности) на оптовом рынке, для реализации технических решений по развитию объектов электроэнергетики, предлагаемых в Генеральной схеме, рассчитана НВВ сегмента генерации, относимая только на электрическую энергию. НВВ получена путем исключения прогнозной выручки от продажи тепловой энергии из рассчитанной суммарной величины НВВ сегмента генерации.

Выручка от продажи тепловой энергии на прогнозный период определена исходя из прогнозируемого суммарного отпуска тепловой энергии от электростанций и прогнозируемой средней цены тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников централизованного теплоснабжения (таблица 74), для АЭС – учитывает изменение установленной мощности по сегменту и темп роста цен на ядерное топливо (соответствует темпу роста индекса потребительских цен).

Прогнозная средняя цена тепловой энергии, отпускаемая с коллекторов источников централизованного теплоснабжения, рассчитана как средняя цена тепловой энергии на 2023 год, умноженная на темп роста совокупного платежа граждан за коммунальные услуги.

Таблица 74 – Прогнозируемые отпуск тепловой энергии и средняя цена на отпускаемую тепловую энергию с коллекторов источников централизованного теплоснабжения

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2026– 2042 г. (ср. годовой темп роста, %)
Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭС, млн Гкал	454	457	459	461	465	467	470	471	472	472	471	471	472	473	474	474	469	469	100
Средняя цена на отпускаемую тепловую энергию, тыс. руб./Гкал без НДС	1,75	1,91	2,01	2,11	2,21	2,32	2,43	2,55	2,68	2,81	2,95	3,09	3,23	3,39	3,55	3,72	3,90	4,09	105

10.3 ПВВ

В оценке ценовых последствий расчет ПВВ предусматривает применение существующих механизмов ценообразования, при этом поставка (продажа) электрической мощности по особым механизмам, обеспечивающим возврат инвестиций и финансирование для решения отдельных задач, в ценовых зонах осуществляется объектами, в отношении которых заключены соответствующие договоры, либо новыми объектами в пределах неотобранных на сегодняшний день объемов мощности по программам ДПМ ВИЭ 2.0 и КОММод. Поставка (продажа) электрической мощности новых объектов оплачивается по цене, определенной по результатам КОМ.

10.3.1 ПВВ сегментов генерации

Согласно Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [2] ПВВ для каждого сегмента генерации определяется с учетом существующего территориального деления оптового рынка на ценовые и неценовые зоны. Таким образом, ПВВ сегмента генерации является суммой ПВВ сегмента в энергосистемах, относимых к ценовым зонам оптового рынка (далее – ПВВ ценовых зон), и ПВВ сегмента в энергосистемах, относимых к неценовым зонам оптового рынка (далее – ПВВ неценовых зон).

ПВВ ценовых зон сегментов генерации складывается из:

- ПВВ от продажи электрической энергии;
- ПВВ от продажи электрической мощности.

ПВВ неценовых зон складывается из:

- ПВВ от продажи электрической энергии (мощности) по тарифам;
- объема субсидирования, перераспределяемого в рамках механизма перекрестного субсидирования между потребителями ценовых и неценовых зон оптового рынка.

10.3.1.1 ПВВ ценовых зон от продажи электрической энергии

ПВВ от продажи электрической энергии включает в себя ПВВ от продажи электрической энергии по регулируемым договорам и ПВВ от продажи электрической энергии по конкурентным механизмам.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1172 [15] регулируемые договоры не заключаются в отношении:

- ГАЭС;
- электростанций, установленная мощность которых составляет менее 25 МВт;
- мобильных (передвижных) генерирующих объектов;
- генерирующих объектов, мощность которых подлежит оплате по ДПМ квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ;
- а также по ДКП мощности, заключенным по итогам долгосрочного конкурентного отбора мощности генерирующих объектов, временно замещающих генерирующие объекты, подлежащие строительству по итогам долгосрочного конкурентного отбора мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству.

Объем продажи электрической энергии по регулируемым договорам на прогнозный период определяется:

– для существующих объектов – исходя из доли поставки электрической энергии по регулируемым договорам в годовом объеме их выработки, определенной на основании СПБ [16];

– для реализуемых и новых объектов – исходя из доли поставки электрической энергии по регулируемым договорам по каждому сегменту генерации в годовом объеме выработки соответствующего сегмента, определенной на основании СПБ [16].

Объем продажи электрической энергии по регулируемым договорам на прогнозный период для каждого сегмента генерации рассчитывается на основании прогнозируемого объема выработки электрической энергии по результатам формирования оптимальных балансов электрической энергии.

Доля поставки электрической энергии по регулируемым договорам по каждому сегменту генерации в годовом объеме выработки соответствующего сегмента и прогнозируемый объем продажи электрической энергии по регулируемым договорам представлена в таблице 75.

Таблица 75 – Доля поставки электрической энергии по регулируемым договорам по каждому сегменту генерации в годовом объеме поставки электроэнергии соответствующего сегмента и объем продажи электрической энергии по регулируемым договорам

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.
Доля поставки электрической энергии по регулируемым договорам в годовом объеме поставки электрической энергии (%):																		
Сегмент АЭС	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Сегмент ГЭС/ГАЭС	19	19	19	19	19	19	19	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Сегмент ВЭС и СЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Сегмент ТЭС	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23	23
Прогнозируемый объем продажи электрической энергии по регулируемым договорам (млрд кВт·ч):																		
Сегмент АЭС	48	47	49	50	51	50	52	52	51	55	56	57	60	64	66	67	70	73
Сегмент ГЭС/ГАЭС	32	32	32	32	32	32	32	33	33	34	34	34	34	34	34	34	34	34
Сегмент ВЭС и СЭС	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Сегмент ТЭС	137	142	144	147	148	151	148	151	153	151	152	152	152	149	148	149	148	147

В расчетах принято, что по окончании периода оплаты мощности генерирующих объектов по ДПМ квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, в отношении таких генерирующих объектов регулируемые договоры не заключаются.

При определении объема продажи электрической энергии по регулируемым договорам на прогнозный период учитывается условие непревышения объема продажи электрической энергии по таким договорам доли в 35 % от суммарного объема выработки электрической энергии субъекта оптового рынка (генерирующей компании).

Базовая цена продажи электрической энергии по регулируемым договорам принята:

– для существующих объектов – как средневзвешенная тарифная ставка на электрическую энергию на 2024 год, рассчитанная на основании приказа ФАС России от 11.12.2023 № 964/23⁸;

– для реализуемых и новых объектов – исходя из средней тарифной ставки на электрическую энергию, рассчитанную для каждого сегмента на основании среднегодовых тарифных ставок на электрическую энергию на 2024 год, утвержденных для существующих объектов, относящихся к этому сегменту.

Цена продажи электрической энергии по регулируемым договорам на прогнозный период рассчитана исходя из базовой цены на 2024 год и темпа роста цен на основное топливо, используемое генерирующим объектом.

ПВВ от продажи электрической энергии по конкурентным механизмам определена исходя из объема продажи электрической энергии по конкурентным механизмам и средневзвешенной конкурентной цены электрической энергии.

Под конкурентными механизмами понимается продажа электрической энергии на рынке на сутки вперед. Возможная продажа электрической энергии по свободным двусторонним договорам включается в объем продаж на рынке на сутки вперед. Учет возможных отклонений на балансирующем рынке для целей долгосрочного прогнозирования не производится.

Объем продажи электрической энергии по конкурентным механизмам на прогнозный период для каждого сегмента генерации определен как разница между плановым объемом продажи электрической энергии (с учетом изменения выработки

⁸ Приказ ФАС России от 11.12.2023 № 964/23 «Об утверждении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) по договорам, заключенным в соответствии с законодательством Российской Федерации с гарантирующими поставщиками (энергоснабжающими организациями, энергосбытовыми организациями, к числу покупателей электрической энергии (мощности) которых относятся население и (или) приравненные к нему категории потребителей), в целях обеспечения потребления электрической энергии населением и (или) приравненными к нему категориями потребителей, а также с определенными Правительством Российской Федерации субъектами оптового рынка – покупателями электрической энергии (мощности), функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, на 2024 год».

электрической энергии по результатам формирования оптимальных балансов) и объемом продажи электрической энергии по регулируемым договорам.

Нерегулируемая цена на электрическую энергию определена на основании данных, полученных при формировании оптимальных балансов электрической энергии, с учетом официально опубликованного прогноза НП Совета Рынка по субъектам Российской Федерации на 2024 год (от 29.05.2024).

Объем продажи электрической энергии по конкурентным механизмам и средневзвешенная конкурентная цена электрической энергии в ценовых зонах оптового рынка на прогнозный период представлены в таблице 76.

Таблица 76 – Объем продажи электрической энергии по конкурентным механизмам и средневзвешенная конкурентная цена электрической энергии в ценовых зонах оптового рынка

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2026– 2042 г. (ср. годовой темп роста, %)
Объем продажи электрической энергии по конкурентным механизмам, млрд кВт·ч	767	784	800	816	826	833	831	842	852	861	870	878	886	893	900	906	912	918	101
Средневзвешенная конкурентная цена электрической энергии в ценовых зонах оптового рынка, руб./кВт·ч без НДС	1,73	1,82	1,91	2,00	2,10	2,19	2,26	2,38	2,50	2,60	2,73	2,86	3,00	3,12	3,30	3,52	3,68	3,86	105

10.3.1.2 ПВВ ценовых зон от продажи электрической мощности

Согласно Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [2] ПВВ от продажи электрической мощности складывается из:

- ПВВ от продажи электрической мощности по регулируемым договорам;
- ПВВ от продажи электрической мощности по ДПМ ТЭС;
- ПВВ от продажи электрической мощности по ДКП новых АЭС, ГЭС, ГАЭС;
- ПВВ от продажи электрической мощности по результатам отборов КОМ НГО;
- ПВВ от продажи электрической мощности по ДПМ квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ;
- ПВВ от продажи электрической мощности по результатам КОММод;
- ПВВ от продажи электрической мощности, поставляемой в вынужденном режиме;
- ПВВ от продажи электрической мощности по результатам КОМ. При этом объем поставки электрической мощности по данному механизму определяется как разница между суммарным объемом поставки электрической мощности на оптовый рынок и суммарным объемом поставки электрической мощности по всем вышеперечисленным механизмам.

ПВВ от продажи электрической мощности рассчитывается как произведение объема поставки электрической мощности и цены поставки по каждому механизму.

Объем поставки электрической мощности на прогнозный период определен (кроме сегмента ВЭС и СЭС):

- для существующих объектов – как разница между располагаемой мощностью и потреблением мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды на 2024 год на основании СПБ [16];

- для реализуемых и новых объектов – исходя из доли поставки электрической мощности по каждому сегменту генерации, определенной как отношение суммарного объема поставки мощности существующих объектов, относящихся к соответствующему сегменту генерации, к установленной мощности этих объектов. Объем поставки электрической мощности определен как разница произведения указанной доли и установленной мощности объекта и потреблением мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды.

Для сегмента ВЭС и СЭС объем поставки электрической мощности равен разнице между установленной мощностью и потреблением мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды.

В условиях отсутствия информации о перспективных площадках и отсутствия перечня конкретных проектов в генеральной схеме новые объекты ВЭС и СЭС условно разделены на объекты оптового и розничного рынков. Для определения объема установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, мощность которых будет поставляться на оптовый рынок, к общему объему установленной мощности новых ВЭС, СЭС, определенных в Генеральной схеме, применен коэффициент, равный отношению установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ и поставляющих мощность на оптовый рынок в 2024 году, к общей установленной мощности всех действующих по состоянию на 2024 год генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ.

Коэффициент определяется отдельно для ВЭС и СЭС, применяется для всего прогнозного периода и составляет 0,54 и 0,58 соответственно.

ПВВ от продажи электрической мощности включает в себя ПВВ от продажи электрической мощности по регулируемым договорам и ПВВ от продажи электрической мощности по иным механизмам.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1172 [15] регулируемые договоры не заключаются в отношении:

- ГАЭС;
- электростанций, установленная мощность которых составляет менее 25 МВт;
- мобильных (передвижных) генерирующих объектов;
- генерирующих объектов, мощность которых подлежит оплате по ДПМ квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ;
- генерирующих объектов, мощность которых подлежит оплате по ДПМ;
- генерирующих объектов, мощность которых подлежит оплате по ДКП мощности, заключенным по результатам отбора мощности новых генерирующих объектов;
- генерирующих объектов, мощность которых оплачивается по ДКП мощности объектов новых АЭС и ГЭС;
- а также по ДКП мощности, заключенным по итогам долгосрочного конкурентного отбора мощности генерирующих объектов, временно замещающих генерирующие объекты, подлежащие строительству по итогам долгосрочного конкурентного отбора мощности генерирующих объектов, подлежащих строительству.

Объем продажи электрической мощности по регулируемым договорам на прогнозный период определяется с учетом динамики изменения установленной мощности, а также окончаниями действия договоров ДПМ ТЭС и ДКП АЭС и ГЭС.

При определении объема продажи электрической мощности по регулируемым договорам в ценовых зонах на прогнозный период учитывается условие непревышения объема продажи электрической энергии по таким договорам доли в 35 % от суммарного поставки электрической энергии субъекта оптового рынка (генерирующей компании).

Объем продажи электрической мощности на прогнозный период рассчитывается на основании объема продажи электрической мощности по регулируемым договорам на 2024 год, определенного по СПБ [16], и ежегодного темпа роста объема продажи электрической мощности в размере до 2 %, определенного на основании ретроспективных данных за период с 2019 по 2023 годы.

Базовая цена продажи электрической мощности по регулируемым договорам принята:

– для существующих объектов – как средневзвешенная тарифная ставка на электрическую мощность на 2024 год, рассчитанная на основании приказа ФАС России от 11.12.2023 № 964/23⁹;

– для реализуемых и новых объектов – исходя из средневзвешенной тарифной ставки на электрическую мощность, рассчитанную для каждого сегмента на основании среднегодовых тарифных ставок на электрическую мощность на 2024 год, утвержденных для существующих объектов, относящихся к этому сегменту.

Цена продажи электрической мощности по регулируемым договорам на прогнозный период рассчитана исходя из базовой цены на 2024 год и темпа роста индекса потребительских цен.

ПВВ от продажи электрической мощности по иным механизмам определена исходя из объема продажи электрической мощности по иным механизмам и соответствующим каждому из этих механизмов ценам на продажу электрической мощности.

Объем продажи электрической мощности по иным механизмам на прогнозный период для каждого сегмента генерации определен как разница между объемом поставки электрической мощности и объемом продажи электрической мощности по регулируемым договорам.

При определении цены на продажу электрической мощности по иным механизмам, обеспечивающим возврат инвестиций и финансирование для решения отдельных задач, принимается прогнозируемая норма доходности ДГО.

Норма доходности ДГО на прогнозный период определена на основании приказа Минэкономразвития России от 11.11.2019 № 747¹⁰ через темп роста ключевой ставки Банка России. Прогнозируемая величина ключевой ставки Банка России принята на 2025 и 2026 годы в соответствии с прогнозом Банка России от 26.07.2024, на последующий период принято, что ключевая ставка соответствует значению на 2026 год.

⁹ Приказ ФАС России от 11.12.2023 № 964/23 «Об утверждении цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) по договорам, заключенным в соответствии с законодательством Российской Федерации с гарантирующими поставщиками (энергоснабжающими организациями, энергосбытовыми организациями, к числу покупателей электрической энергии (мощности) которых относятся население и (или) приравненные к нему категории потребителей), в целях обеспечения потребления электрической энергии населением и (или) приравненными к нему категориями потребителей, а также с определенными Правительством Российской Федерации субъектами оптового рынка – покупателями электрической энергии (мощности), функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, на 2024 год».

¹⁰ Приказ Минэкономразвития России от 11.11.2019 № 747 «Об утверждении методики определения величины средней доходности долгосрочных государственных обязательств, используемой при расчете цены на мощность для поставщиков мощности».

Прогнозируемые годовые значения ключевой ставки Банка России и нормы доходности ДГО представлены в таблице 77.

Таблица 77 – Годовые значения ключевой ставки Банка России и нормы доходности ДГО (%)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028–2042 гг.
Ключевая ставка Банка России	16	11	8,5	7,5
Норма доходности ДГО	17,3	12,3	9,7	8,7

Сегмент АЭС.

Продажа электрической мощности существующими объектами АЭС осуществляется:

- по цене продажи электрической мощности по результатам КОМ;
- по цене, рассчитанной по заключенным ДКП новых АЭС.

Перечень объектов по заключенным ДКП новых АЭС определен в соответствии с Приказом ФАС России от 21.12.2023 № 1033/23¹¹.

Продажа электрической мощности реализуемыми объектами АЭС будет осуществляться по цене, рассчитанной по заключенным ДКП новых АЭС.

В расчетах принято, что продажа электрической мощности по новым объектам будет осуществляться условно по цене продажи электрической мощности по результатам КОМ.

Цена продажи электрической мощности по результатам КОМ, на период 2025–2026 годов соответствует фактическим результатам отборов, с 2027 года принято, что цена растет в соответствии с темпом роста индекса потребительских цен.

Цена продажи электрической мощности по результатам КОМ на прогнозный период представлена в таблице 78.

¹¹ Приказ ФАС России от 21.12.2023 № 1033/23 «О ценах на мощность, поставляемую по договорам купли-продажи (поставки) мощности в 2024 году на оптовый рынок электрической энергии (мощности) с использованием новых объектов атомных станций и гидроэлектростанций».

Таблица 78 – Цена продажи электрической мощности по результатам КОМ (тыс. руб./МВт·ч в мес. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2026– 2042 гг. (ср. годовой темп роста, %)
Цена продажи электрической мощности по результатам КОМ в 1-й ценовой зоне	269	262	272	283	295	306	318	331	344	358	372	387	403	419	436	453	471	490	104
Цена продажи электрической мощности по результатам КОМ во 2-й ценовой зоне	423	402	418	435	452	470	489	508	529	550	572	595	619	643	669	696	724	753	103

Цена поставки электрической мощности по ДКП новых АЭС рассчитана укрупненно на основании Приказа ФСТ России № 486-э [17]. При расчете цены поставки электрической мощности по ДКП новых АЭС, вводимых после 01.01.2025, учитывались параметры в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1000 [7].

Средняя цена поставки электрической мощности по сегменту АЭС на прогнозный период представлена в таблице 79.

Таблица 79 – Средняя цена поставки электрической мощности по сегменту АЭС на прогнозный период (тыс. руб./МВт·ч в мес. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2026– 2042 г. (ср. годовой темп роста, %)
Средняя цена поставки электрической мощности по сегменту АЭС	1320	1626	1224	1068	988	1002	1004	979	1094	1168	1134	1109	863	747	701	666	669	680	97

Сегмент ГЭС/ГАЭС.

Продажа электрической мощности существующими объектами ГЭС/ГАЭС осуществляется:

- по цене продажи электрической мощности по результатам КОМ;
- по цене, рассчитанной по заключенным ДКП новых ГЭС/ГАЭС.

Перечень объектов по заключенным ДКП новых ГЭС и ГАЭС определен в соответствии с Приказом ФАС России от 21.12.2023 № 1033/23.

Продажа электрической мощности реализуемыми объектами ГЭС/ГАЭС будет осуществляться по цене, рассчитанной по заключенным ДКП новых ГЭС/ГАЭС.

В расчетах принято, что продажа электрической мощности по новым объектам будет осуществляться условно по цене продажи электрической мощности по результатам КОМ.

Цена поставки электрической мощности по ДКП новых ГЭС/ГАЭС рассчитана укрупненно на основании Приказа ФСТ России № 486-э [17].

Продажа электрической мощности существующими и реализуемыми объектами малых ГЭС осуществляется (будет осуществляться) по цене продажи электрической мощности по ДПМ квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ.

Средняя цена поставки электрической мощности по сегменту ГЭС/ГАЭС на прогнозный период представлена в таблице 80.

Таблица 80 – Средняя цена поставки электрической мощности по сегменту ГЭС/ГАЭС на прогнозный период (тыс. руб./МВт·ч в мес. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2026– 2042 г. (ср. годовой темп роста, %)
Средняя цена поставки электрической мощности по сегменту ГЭС/ГАЭС	476	462	451	512	517	543	542	549	566	563	602	619	637	654	631	654	676	690	102

Сегмент ВЭС и СЭС.

Продажа электрической мощности существующими и реализуемыми объектами ВЭС и СЭС осуществляется (будет осуществляться) по цене продажи электрической мощности по ДПМ квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ.

На прогнозный период ПВВ от продажи электрической мощности новых объектов определена по цене, рассчитанной по ДПМ квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, в пределах объемов поддержки использования ВИЭ генерирующими объектами, проекты которых будут отобраны по результатам конкурсных отборов, с датами ввода по 2035 год. ПВВ от продажи электрической мощности новых объектов сверх объемов поддержки не рассчитывается, так как в настоящее время отсутствуют иные ценовые механизмы продажи электрической мощности генерирующими объектами, функционирующими на основе использования ВИЭ, кроме ДПМ.

Прогнозные неотобранные объемы мощности (поставка мощности) в рамках программы поддержки использования ВИЭ генерирующими объектами определены с учетом уровня годового объема поддержки проектов строительства генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ. Цена поставки электрической мощности ВЭС и СЭС по ДПМ квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, рассчитана укрупненно на основании Постановления Правительства РФ № 449 [18] и исходя из предельных параметров, указанных в Распоряжении Правительства РФ № 1-р [19].

Средняя цена оплачиваемой электрической мощности по сегменту ВЭС и СЭС на прогнозный период представлена в таблице 81.

Таблица 81 – Средняя цена оплачиваемой электрической мощности по сегменту ВЭС и СЭС на прогнозный период (тыс. руб./МВт·ч в мес. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2026– 2042 г. (ср. годовой темп роста, %)
Средняя цена оплачиваемой электрической мощности по сегменту ВЭС и СЭС	3206	2576	2213	2019	1913	1815	1902	1864	1820	1764	1722	1746	1758	1876	1788	1683	2392	2068	98

Сегмент ТЭС.

Продажа электрической мощности существующими и реализуемыми объектами ТЭС осуществляется (будет осуществляться) по различным механизмам, в зависимости от заключенных в отношении этих объектов договоров поставки (продажи) мощности:

– для объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, – по среднегодовой цене на мощность на 2024 год, рассчитанной на основании приказа ФАС от 21.11.2023 № 866/23¹². Перечень объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, принят в соответствии с распоряжениями Правительства Российской Федерации от 14.11.2019 № 2689-р¹³, от 31.12.2020 № 3700-р¹⁴, от 05.06.2024 № 1421-р¹⁵, от 09.10.2024 № 2798-р¹⁶. В расчетах, в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 1178 [20], п. 45, принято, что цена на мощность не изменяется на протяжении периода, на который, генерирующий объект отнесен к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме;

– для объектов, поставляющих мощность по договорам о предоставлении мощности – в соответствии с прогнозируемыми ценами на электрическую мощность, предоставленными НП Совет рынка по Приказу Минэнерго России № 1340 [3];

– для объектов, поставляющих мощность по результатам КОММод – в соответствии с прогнозируемой ценой, рассчитанной укрупненно на основании Постановления Правительства РФ № 1172 [15] с учетом определенных параметров по результатам конкурентных отборов. Перечень и основные параметры для определения цены на мощность генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов определены на основании Распоряжения Правительства Российской Федерации от 2.08.2019 № 1713-р; от 1.07.2021 № 1793; от 6.02.2021 № 265-р; от 7.02.2020 № 232-р;

¹² Приказ ФАС от 21.11.2023 № 866/23 «Об утверждении цен на электрическую энергию и мощность, производимые с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на 2024 год».

¹³ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 14.11.2019 № 2689-р «Об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме» на 2025 год.

¹⁴ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31.12.2020 № 3700-р «Об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме» на 2026 год.

¹⁵ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 05.06.2024 № 1421-р (ред. от 22.06.2024) «Об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме» на 2027 год.

¹⁶ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.10.2024 № 2798-р «О внесении изменений в Распоряжение Правительства Российской Федерации от 2006.2019 № 1330-р».

– для объектов, поставляющих мощность по результатам КОМ НГО – в соответствии с прогнозируемой ценой, рассчитанной укрупненно с учетом результатов отборов, прошедших в 2017 и 2018 годах, а также с учетом предельных экономических параметров, утвержденных Распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.04.2023 № 867-р¹⁷ и Распоряжением Правительства Российской Федерации от 20.01.2024 № 102-р;

– для объектов, поставляющих электрическую мощность по ДПМ генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления – в соответствии с прогнозируемой ценой, рассчитанной укрупненно с учетом результатов конкурсного отбора, проведенного в 2017 году, и на основании Постановления Правительства РФ № 449 [18]. В расчетах принято, что продажа электрической мощности по новым объектам в общем случае осуществляется условно по цене продажи электрической мощности по результатам КОМ. Продажа электрической мощности модернизируемых объектов осуществляется в соответствии с ценовым механизмом, предусмотренным для объектов, поставляющих мощность по результатам КОММод, в пределах объемов установленного Постановлением Правительства РФ № 1172 [15] значения максимальной совокупной установленной мощности генерирующих объектов, которые могут быть отобраны по итогам КОММод, для обеих ценовых зон оптового рынка. Неотобранные прогнозируемые объемы поставки электрической мощности приняты по данным, предоставленным НП Совет рынка по Приказу Минэнерго России № 1340 [3].

Средняя цена поставки электрической мощности по сегменту ТЭС на прогнозный период представлена в таблице 82.

¹⁷ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.04.2023 № 867-р «Об определении акционерного общества «Интер РАО – Электрогенерация» субъектом оптового рынка электрической энергии и мощности, осуществляющим поставку мощности с использованием нового генерирующего объекта по договорам купли-продажи (поставки) мощности, заключенным по результатам отбора мощности новых генерирующих объектов».

Таблица 82 – Средняя цена поставки электрической мощности по сегменту ТЭС на прогнозный период (тыс. руб./МВт·ч в мес. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2026– 2042 гг. (ср. годовой темп роста, %)
Средняя цена поставки электрической мощности по сегменту ТЭС	530	528	528	665	745	792	853	855	856	875	880	943	956	977	1002	1006	1031	1057	104

10.3.1.3 ПВВ неценовых зон от продажи электрической энергии

В связи с отсутствием на дату проведения оценки ценовых и тарифных последствий принятых нормативных актов, устанавливающих правила торговли электрической энергией (мощности) на территориях неценовых зон, планируемых к присоединению к ценовым зонам оптового рынка, не учитывалось распространение механизмов конкурентного рыночного ценообразования на такие территории.

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [20] продажа электрической энергии (мощности) поставщиками (генерирующими компаниями) на территориях неценовых зон оптового рынка осуществляется по регулируемым ценам (тарифам).

Объемы поставки электрической энергии и мощности на прогнозный период определен на основании того же подхода, что и в ценовых зонах оптового рынка.

ПВВ от продажи электрической энергии (мощности) по тарифам определен исходя из прогнозируемого объема поставки электрической энергии (мощности), прогнозируемых регулируемых цен (тарифов), установленных для генерирующих компаний, и объема субсидирования, перераспределяемого в рамках механизма перекрестного субсидирования между потребителями ценовых и неценовых зон оптового рынка.

Прогнозируемые регулируемые цены (тарифы) для генерирующих компаний рассчитаны исходя из базовых среднегодовых значений регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), утвержденных ФАС России на 2024 год, темпа роста индекса потребительских цен, применяемого к базовой регулируемой цене (тарифу) на электрическую мощность, и темпа роста цен на топливо (таблица 72), применяемого к базовой регулируемой цене (тарифу) на электрическую энергию.

Базовые средневзвешенные значения регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) на 2024 год приняты на основе приказов ФАС России от 21.11.2023 № 864/23¹⁸, от 21.12.2023 № 1024/23¹⁹, от 28.12.2023 № 1072/23²⁰.

Объем субсидирования, перераспределяемого в рамках механизма перекрестного субсидирования между потребителями ценовых и неценовых зон оптового рынка, складывается из:

– прогнозируемой величины компенсации стоимости объектов ТЭС, предусмотренных перечнем генерирующих объектов ТЭС, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области. Величина

¹⁸ Приказ ФАС России от 21.11.2023 № 864/23 «О ценах (тарифах) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, на 2024 год».

¹⁹ Приказ ФАС России от 21.12.2023 № 1024/23 «О внесении изменений в Приложение № 1 к приказу ФАС России от 8 ноября 2021 г. № 1229/21 и Приложение № 1 к приказу ФАС России от 21 декабря 2021 г. № 1481/21».

²⁰ Приказ ФАС России от 28.12.2023 № 1072/23 «О внесении изменений в приказ ФАС России от 25 декабря 2020 г. № 1273/20 и Приложение № 1, 3 к приказу ФАС России от 21 июня 2021 г. № 605/21».

компенсации на прогнозный период (по 2035 год) принята по данным, предоставленным НП Совет рынка по Приказу Минэнерго России № 1340 [3];

– прогнозируемого объема средств, получаемого от применения надбавки к цене на мощность, поставляемой в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности), в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов ТЭС, модернизированных (реконструированных) или построенных на территориях неценовых зон оптового рынка, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах (далее – субсидирование модернизации и строительства ТЭС ДФО). Прогнозируемый объем субсидирования модернизации и строительства ТЭС ДФО, генерирующие объекты которых включены в перечень Распоряжения Правительства Российской Федерации от 28.12.2023 № 4013-р, рассчитан укрупненно как разница между необходимым объемом средств, обеспечивающим возврат капитальных и эксплуатационных затрат на модернизацию или строительство ТЭС ДФО, и средств, полученных генерирующими компаниями от продажи электрической мощности по регулируемой цене (тарифу). Прогнозируемый необходимый объем средств, обеспечивающим возврат капитальных и эксплуатационных затрат на модернизацию или строительство ТЭС ДФО, рассчитан укрупненно на основании приложения № 5 (3) Постановления Правительства РФ № 1178 [20].

ПВВ от продажи электрической энергии (мощности) по тарифам для реализуемых и новых объектов определен с учетом следующих особенностей:

– в связи с отсутствием в настоящее время объектов АЭС в неценовых зонах оптового рынка, в расчетах принято допущение, что продажа электрической энергии (мощности) новых объектов АЭС осуществляется по средневзвешенной регулируемой цене (тарифу), установленной для объектов АЭС, относящихся к ценовым зонам оптового рынка;

– в расчетах принято допущение, что продажа электрической энергии (мощности) новых объектов ГЭС/ГАЭС осуществляется по средневзвешенной регулируемой цене (тарифу), установленной для объектов ГЭС, относящихся к неценовым зонам оптового рынка;

– в связи с отсутствием в настоящее время объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, принято допущение, что продажа электрической энергии (мощности) новых объектов осуществляется по средней регулируемой цене (тарифу), установленной для объектов ГЭС, относящихся к неценовым зонам оптового рынка.

Средняя одноставочная цена (тариф) поставки электрической энергии (мощности) в неценовых зонах оптового рынка на прогнозный период, а также объем субсидирования, перераспределяемого в рамках механизма перекрестного субсидирования между потребителями ценовых и неценовых зон оптового рынка, представлены в таблице 83.

Таблица 83 – Средняя одноставочная цена (тариф) поставки электрической энергии (мощности) в неценовых зонах оптового рынка на прогнозный период, а также объем субсидирования, перераспределяемого в рамках механизма перекрестного субсидирования между потребителями ценовых и неценовых зон оптового рынка

Год	Средняя цена поставки электрической мощности в неценовых зонах, руб./кВт·ч	Объем субсидирования, перераспределяемого в рамках механизма перекрестного субсидирования между потребителями ценовых и неценовых зон оптового рынка, млрд руб.
2025	3,18	50
2026	3,34	68
2027	3,61	121
2028	3,71	151
2029	3,76	148
2030	3,93	146
2031	4,00	142
2032	4,12	136
2033	4,14	107
2034	4,23	111
2035	4,24	130
2036	4,31	123
2037	4,41	123
2038	4,52	120
2039	4,62	116
2040	4,80	106
2041	5,02	88
2042	5,27	34

10.3.1 ПВВ сегмента магистральных сетей

ПВВ в части содержания электрических сетей рассчитана исходя из установленных ФАС России тарифов на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС на содержание электрических сетей на 2024 год²¹ и прогнозного объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС. На прогнозный период 2025–2042 годов ПВВ в части содержания электрических сетей рассчитана с учетом темпов роста тарифов на услуги по передаче электрической энергии по сетям ЕНЭС (до 2028 года) и темпов роста тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей (с 2028 года)²².

ПВВ 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. ПВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период соответствует НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии.

²¹ Приказ ФАС России от 31.10.2023 № 786/23 «Об утверждении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети, оказываемые публичным акционерным обществом «Федеральная сетевая компания – Россети», на 2024 год.

²² Приняты на основании Прогнозов социально-экономического развития Российской Федерации на период 2025–2027 годов (от 30.09.2024) и до 2036 года (22.11.2018).

10.4 Прогнозный объем полезного отпуска электрической энергии из сетей ЕНЭС

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии из сетей ЕНЭС на 2025–2029 годы определен исходя из планового объема полезного отпуска электрической энергии ПАО «Россети», принимаемого по данным формы «Финансовый план субъекта электроэнергетики», входящей в состав проекта инвестиционной программы сетевой организации. Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС на 2029–2042 годы определен исходя из прогнозируемого объема потребления электрической энергии по ЕЭС России, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного и долгосрочного прогнозов потребления электрической энергии и мощности, умноженного на средний за 5 последних отчетных лет коэффициент отношения фактического объема полезного отпуска электрической энергии ПАО «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 «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 РФ № 24 [14].

Прогноз темпов изменения объема полезного отпуска из ЕНЭС и объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС, представлен в таблице 84.

Таблица 84 – Прогноз темпов изменения объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС и темпа изменения объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС (%)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.	2026– 2042 г. (ср. годовой темп роста, %)
Темп изменения объема полезного отпуска электрической энергии из ЕНЭС	100,3	100,3	100,3	100,3	100,4	100,8	100,7	100,8	100,6	100,7	100,7	100,5	100,5	100,5	100,4	100,4	100,4	100,2	100,5
Темп изменения объема заявленной мощности потребителей, присоединенных к ЕНЭС	100,3	100,8	101,0	100,4	100,0	100,6	100,5	100,6	100,4	100,5	100,5	100,3	100,3	100,3	100,2	100,2	100,2	100,0	100,4

10.5 Результаты оценки достаточности выручки

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой сегментами отрасли при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему представлены в таблице 85.

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 ценообразования и тарифного регулирования для реализации планируемого состава технических решений.

Таблица 85 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой сегментами генерации и сегментом ЕНЭС при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.
АЭС																			
НВВ	млрд руб.	643	747	673	695	801	964	1015	1260	1530	1813	2096	2364	2632	2882	3030	3125	3120	3145
ПВВ	млрд руб.	643	747	673	671	675	671	700	714	779	861	912	969	964	1015	1080	1140	1229	1331
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0	0	1	24	126	293	315	546	751	952	1184	1395	1668	1867	1950	1985	1891	1815
Необходимая составляющая среднеотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	1,10	1,24	1,09	1,10	1,24	1,48	1,54	1,91	2,29	2,69	3,07	3,43	3,79	4,12	4,29	4,40	4,37	4,40
Прогнозная составляющая среднеотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	1,10	1,24	1,09	1,06	1,05	1,03	1,06	1,08	1,17	1,28	1,34	1,41	1,39	1,45	1,53	1,60	1,72	1,86
Сравнение необходимой и прогнозной составляющих среднеотпускной цены	руб./кВт·ч	0,00	0,00	0,00	0,04	0,20	0,45	0,48	0,83	1,13	1,41	1,73	2,03	2,40	2,67	2,76	2,79	2,65	2,54
ГЭС и ГАЭС																			
НВВ	млрд руб.	427	436	403	437	525	592	571	661	725	800	847	866	885	887	873	870	851	829
ПВВ	млрд руб.	427	436	444	481	500	524	547	582	615	640	678	706	734	752	773	809	841	882
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0	0	-41	-44	24	69	25	79	110	160	169	159	152	134	100	61	10	-53
Необходимая составляющая среднеотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	0,73	0,72	0,65	0,69	0,81	0,91	0,87	1,00	1,09	1,19	1,24	1,26	1,27	1,27	1,24	1,22	1,19	1,16
Прогнозная составляющая среднеотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	0,73	0,72	0,72	0,76	0,78	0,80	0,83	0,88	0,92	0,95	0,99	1,03	1,06	1,07	1,10	1,14	1,18	1,23
Сравнение необходимой и прогнозной составляющих среднеотпускной цены	руб./кВт·ч	0,00	0,00	-0,07	-0,07	0,04	0,11	0,04	0,12	0,16	0,24	0,25	0,23	0,22	0,19	0,14	0,09	0,01	-0,07
ВЭС и СЭС																			
НВВ	млрд руб.	217	231	229	265	308	384	372	384	393	413	422	434	440	496	544	587	620	653
ПВВ	млрд руб.	217	231	209	204	214	226	237	238	239	232	225	214	210	210	211	206	201	208
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0	0	20	61	95	158	135	146	154	181	197	220	230	286	332	381	419	446
Необходимая составляющая среднеотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	0,37	0,38	0,37	0,42	0,48	0,59	0,56	0,58	0,59	0,61	0,62	0,63	0,63	0,71	0,77	0,83	0,87	0,91

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.
Прогнозная составляющая среднотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	0,37	0,38	0,34	0,32	0,33	0,35	0,36	0,36	0,36	0,34	0,33	0,31	0,30	0,30	0,30	0,29	0,28	0,29
Сравнение необходимой и прогнозной составляющих среднотпускной цены	руб./кВт·ч	0,00	0,00	0,03	0,10	0,15	0,24	0,20	0,22	0,23	0,27	0,29	0,32	0,33	0,41	0,47	0,54	0,59	0,62
ТЭС																			
НВВ	млрд руб.	1867	1995	2252	2596	2970	3633	3762	4690	5008	4994	5031	5092	5124	4973	4859	5130	5510	5813
ПВВ	млрд руб.	1867	1995	2141	2493	2710	2923	3042	3152	3231	3328	3442	3588	3707	3780	3906	4063	4175	4263
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0	0	112	103	260	710	721	1537	1776	1667	1590	1505	1417	1193	953	1067	1335	1549
Необходимая составляющая среднотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	3,19	3,32	3,65	4,12	4,61	5,57	5,71	7,11	7,51	7,40	7,38	7,39	7,38	7,10	6,88	7,22	7,73	8,13
Прогнозная составляющая среднотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	3,19	3,32	3,47	3,95	4,21	4,48	4,62	4,78	4,84	4,93	5,04	5,21	5,34	5,40	5,53	5,72	5,85	5,96
Сравнение необходимой и прогнозной составляющих среднотпускной цены	руб./кВт·ч	0,00	0,00	0,18	0,16	0,40	1,09	1,09	2,33	2,66	2,47	2,33	2,18	2,04	1,70	1,35	1,50	1,87	2,17
Все типы электростанций																			
НВВ	млрд руб.	3154	3409	3557	3993	4604	5572	5720	6994	7656	8020	8396	8756	9081	9237	9305	9712	10101	10441
ПВВ	млрд руб.	3154	3409	3467	3849	4099	4344	4525	4687	4864	5061	5257	5477	5614	5757	5970	6218	6446	6684
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0	0	91	144	505	1228	1195	2307	2792	2960	3139	3279	3468	3480	3335	3494	3655	3757
Необходимая составляющая среднотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	5,38	5,67	5,77	6,33	7,15	8,55	8,68	10,61	11,48	11,89	12,31	12,71	13,07	13,19	13,18	13,66	14,16	14,60
Прогнозная составляющая среднотпускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	5,38	5,67	5,62	6,11	6,36	6,66	6,87	7,11	7,29	7,50	7,70	7,95	8,08	8,22	8,46	8,75	9,04	9,35
Сравнение необходимой и прогнозной составляющих среднотпускной цены	руб./кВт·ч	0,00	0,00	0,15	0,23	0,78	1,88	1,81	3,50	4,18	4,39	4,60	4,76	4,99	4,97	4,73	4,92	5,12	5,26

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.	2034 г.	2035 г.	2036 г.	2037 г.	2038 г.	2039 г.	2040 г.	2041 г.	2042 г.
ЕНЭС																			
НВВ	млрд руб.	443	571	653	642	658	699	701	672	707	710	690	658	732	725	722	718	720	728
ПВВ	млрд руб.	339	372	402	419	435	453	472	492	513	534	556	579	603	627	653	680	708	735
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	103	199	251	223	223	246	229	180	195	176	134	78	129	98	69	37	12	-7
Необходимая составляющая среднетопускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	0,76	0,95	1,06	1,02	1,02	1,07	1,06	1,02	1,06	1,05	1,01	0,95	1,05	1,04	1,02	1,01	1,01	1,02
Прогнозная составляющая среднетопускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	0,58	0,62	0,65	0,66	0,68	0,70	0,72	0,75	0,77	0,79	0,82	0,84	0,87	0,90	0,93	0,96	0,99	1,03
Сравнение необходимой и прогнозной составляющих среднетопускной цены	руб./кВт·ч	0,18	0,33	0,41	0,35	0,35	0,38	0,35	0,27	0,29	0,26	0,20	0,11	0,19	0,14	0,10	0,05	0,02	-0,01
Итого по всем типам электростанций и ЕНЭС																			
НВВ	млрд руб.	3597	3980	4210	4635	5261	6272	6421	7666	8363	8730	9086	9414	9813	9962	10027	10430	10820	11168
ПВВ	млрд руб.	3493	3781	3869	4268	4534	4797	4996	5179	5377	5595	5813	6056	6217	6384	6623	6899	7153	7419
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	103	199	342	366	727	1475	1424	2488	2986	3136	3273	3357	3596	3578	3404	3531	3667	3750
Необходимая составляющая среднетопускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	6,13	6,62	6,83	7,35	8,17	9,62	9,75	11,63	12,54	12,94	13,32	13,66	14,13	14,23	14,21	14,67	15,17	15,62
Прогнозная составляющая среднетопускной цены на электроэнергию	руб./кВт·ч	5,96	6,28	6,27	6,77	7,04	7,36	7,59	7,85	8,06	8,29	8,52	8,79	8,95	9,12	9,38	9,71	10,03	10,38
Сравнение необходимой и прогнозной составляющих среднетопускной цены	руб./кВт·ч	0,18	0,33	0,55	0,58	1,13	2,26	2,16	3,77	4,48	4,65	4,80	4,87	5,18	5,11	4,82	4,97	5,14	5,24

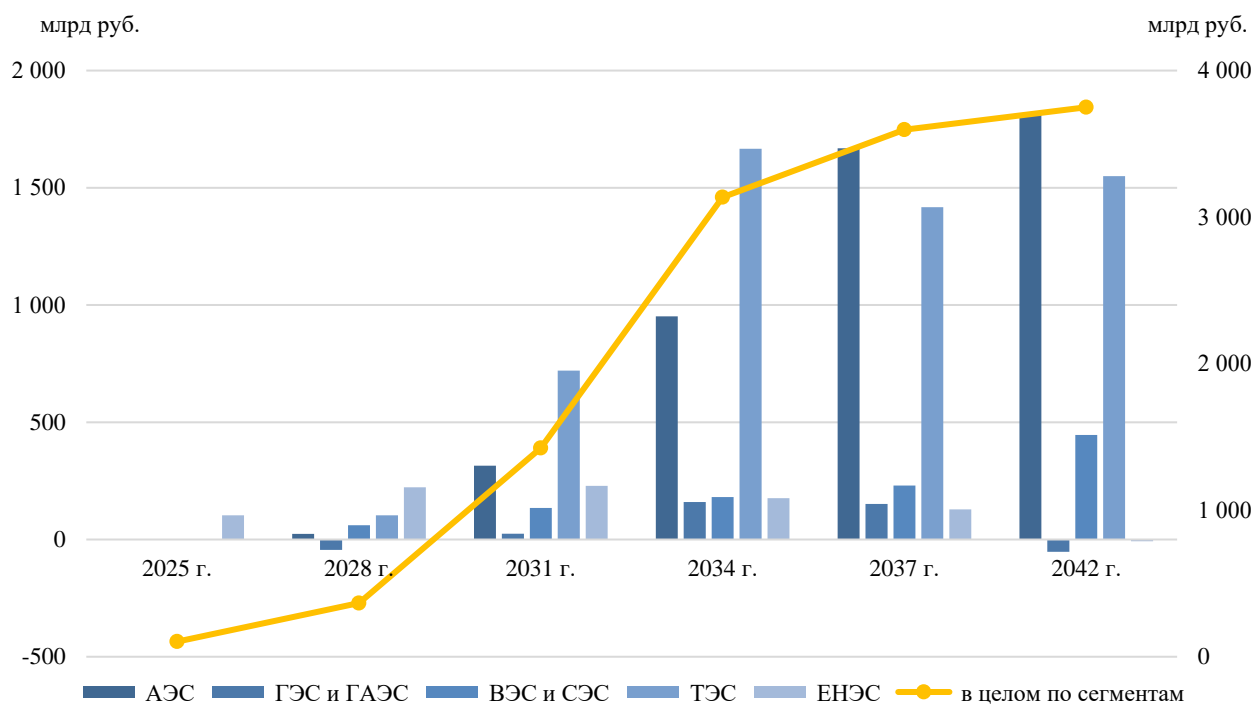


Рисунок 51 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой компаниями при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему

Как видно из таблицы 85, в прогнозном периоде ежегодно и суммарно за рассматриваемый период определяется недостаточность выручки, получаемой всеми сегментами отрасли и по сегментам отрасли при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему.

10.6 Оценка чувствительности экономических условий

В дополнение к оценке достаточности выручки, получаемой сегментами отрасли при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях.

При оценке чувствительности были рассмотрены следующие сценарии:

1) сценарий 1:

– цена продажи электрической мощности по результатам КОМ зафиксирована на прогнозный период с 2027 года на уровне цены на 2026 год;

– цена продажи электрической энергии по конкурентным механизмам в ценовых зонах ниже прогнозируемой цены в Базовом сценарии на 4 процентных пункта в каждый год;

– средний тариф на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС зафиксирован на уровне тарифа на 2024 год;

– оплата электрической мощности всех новых объектов по цене, обеспечивающей возврат инвестиций;

2) сценарий 2:

– темп роста цены продажи электрической мощности по результатам КОМ увеличен на 4 процентных пункта, по отношению к темпу в Базовом сценарии;

– цена продажи электрической энергии по конкурентным механизмам в ценовых зонах выше прогнозируемой цены в Базовом сценарии на 4 процентных пункта в каждый год;

– темп роста среднего тарифа на услуги по передаче электрической энергии по ЕНЭС выше на 4 процентных пункта, по сравнению с темпом, определенным в Базовом сценарии;

– оплата электрической мощности всех новых объектов по цене, обеспечивающей возврат инвестиций.

Оплата электрической мощности всех новых объектов по цене, обеспечивающей возврат инвестиций, означает, что:

– в сегменте АЭС оплата электрической мощности осуществляется в соответствии с механизмом и по ценовым параметрам, аналогичным ДКП новых АЭС;

– в сегменте ГЭС/ГАЭС – в соответствии с механизмом и по ценовым параметрам, аналогичным ДКП новых ГЭС/ГАЭС;

– в сегменте ВЭС и СЭС – в соответствии с механизмом и по ценовым параметрам, аналогичным ДПМ ВИЭ 2.0;

– в сегменте ТЭС – в соответствии с механизмами и по ценовым параметрам, аналогичным КОМ НГО, КОММод и модернизации (реконструкции) или строительства ТЭС на территориях неценовых зон оптового рынка.

В результате проведенной оценки чувствительности в Базовом сценарии (с учетом оплаты мощности всех новых объектов по цене, обеспечивающей возврат инвестиций) и сценарии 1 определена недостаточность условий ценообразования и тарифного регулирования суммарно по всем сегментам отрасли в период 2025–2042 годов и на всем рассматриваемом периоде соответственно. Дефицит финансирования суммарно по отрасли в целом за период составляет 8323 млрд руб. в Базовом сценарии и 31895 млрд руб. в сценарии 1.

В сценарии 2 определена недостаточность условий ценообразования и тарифного регулирования суммарно по всем сегментам отрасли в период 2025–2037 годов. Дефицит финансирования суммарно по отрасли в целом за период отсутствует.

Для ликвидации дефицита финансирования для рассматриваемых сценариев были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунках 52–54.

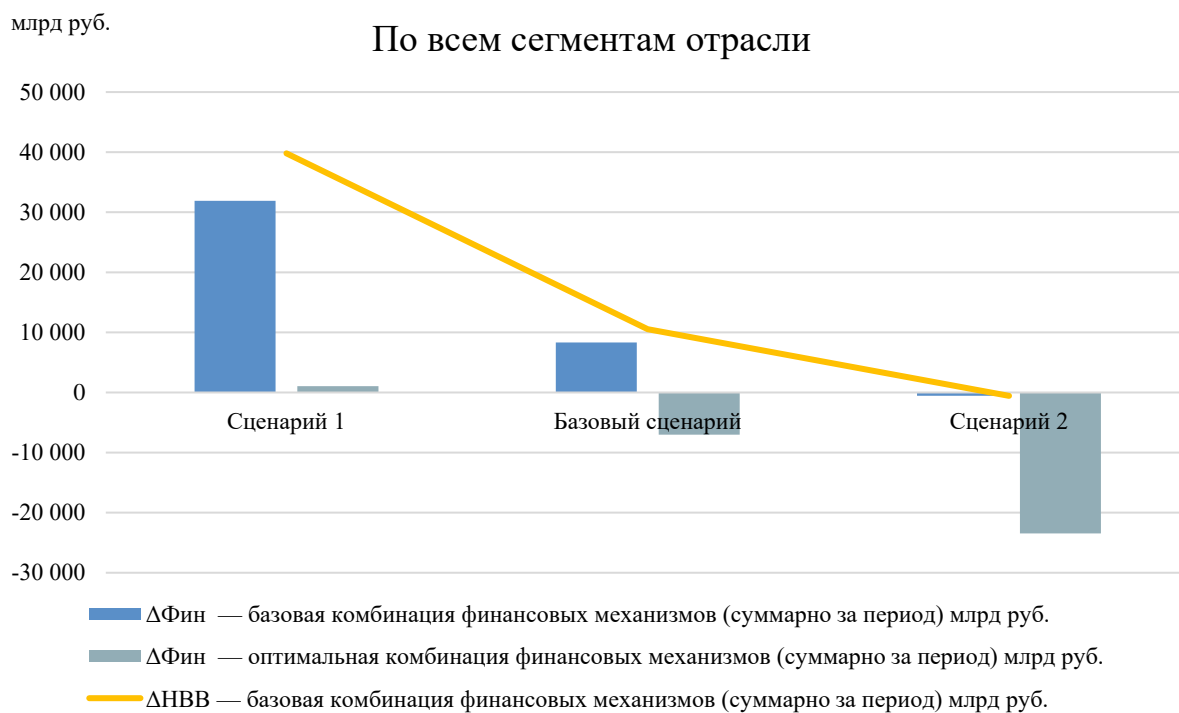


Рисунок 52 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему, суммарно по всем сегментам отрасли

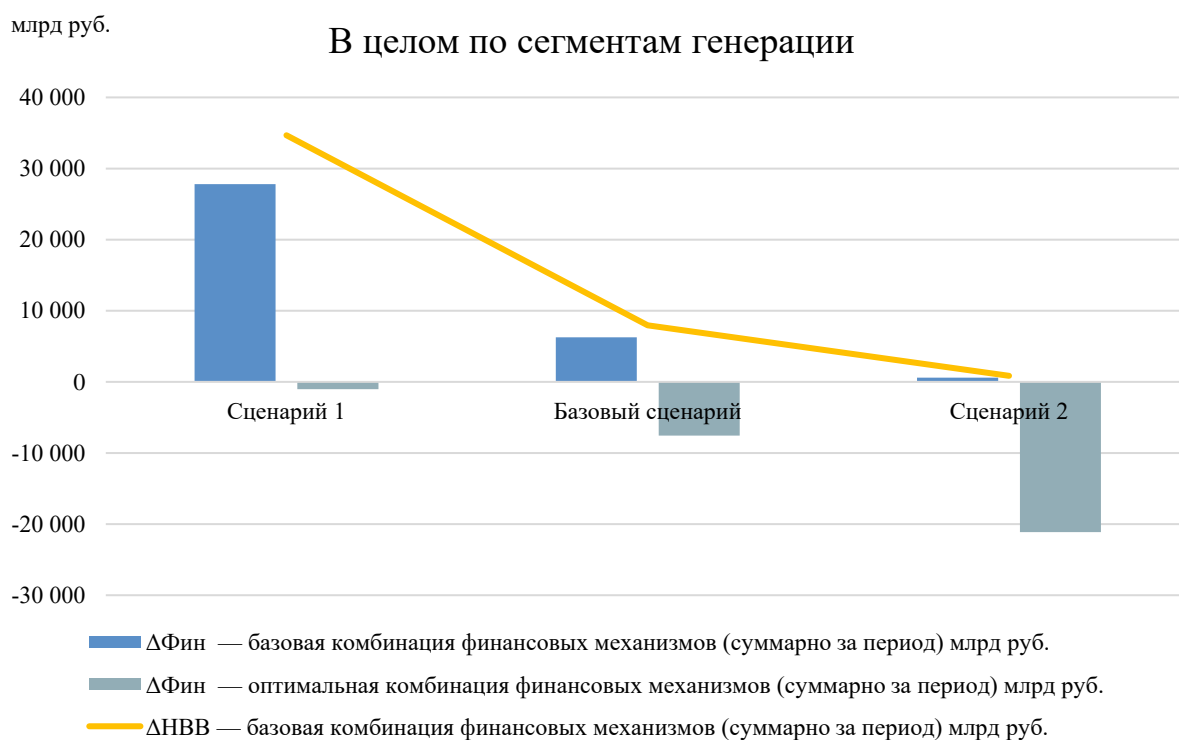


Рисунок 53 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему, суммарно по всем сегментам генерации

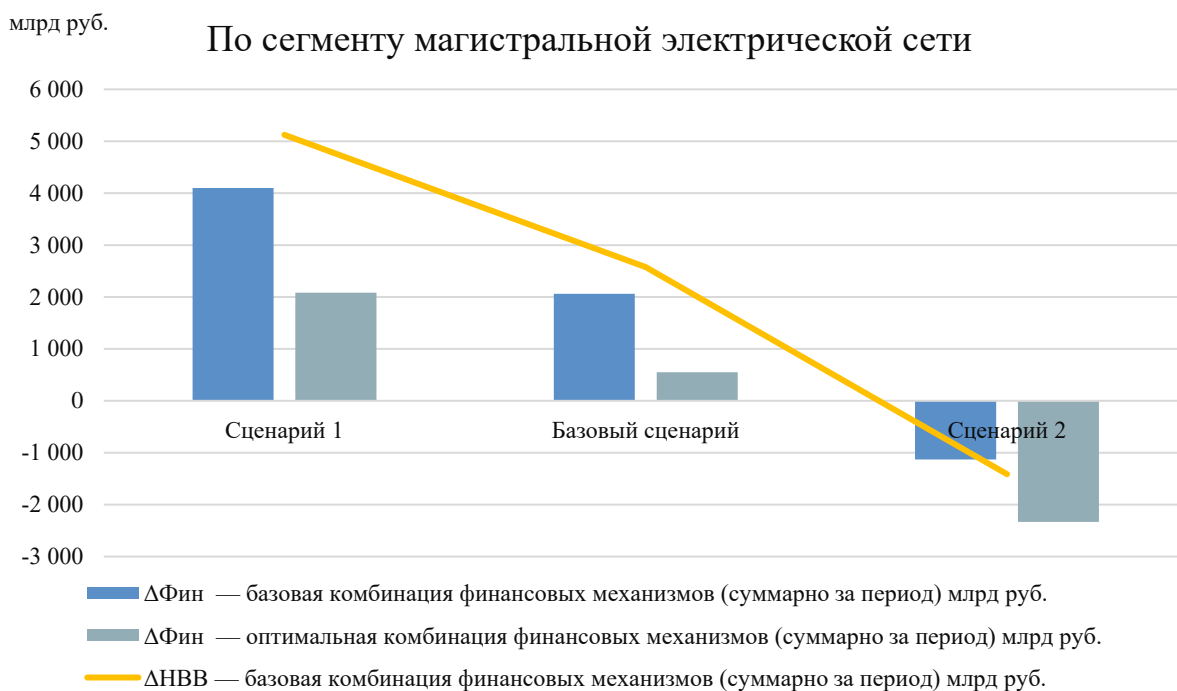


Рисунок 54 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему, суммарно по сегменту магистральной электрической сети

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 86.

Таблица 86 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2
АЭС			
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	36 %	36 %	36 %
Доля объемов бюджетного в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	56 %	47 %	34 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	9 %	9 %	9 %
Увеличение ПВВ суммарно за период 2025–2042 годов относительно Базовой комбинации за счет изменения правил ценообразования (оплата мощности всех новых объектов по цене окупаемости)	74 %	51 %	28 %
ГЭС и ГАЭС			
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	39 %	39 %	26 %

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2
Доля объемов бюджетного в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	44 %	4 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	9 %	9 %	9 %
Увеличение ПБВ суммарно за период 2025–2042 годов относительно Базовой комбинации за счет изменения правил ценообразования (оплата мощности всех новых объектов по цене окупаемости)	36 %	25 %	15 %
ВЭС и СЭС			
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	52 %	52 %	52 %
Доля объемов бюджетного в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	31 %	25 %	26 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	9 %	9 %	9 %
Увеличение ПБВ суммарно за период 2025–2042 годов относительно Базовой комбинации за счет изменения правил ценообразования (оплата мощности всех новых объектов по цене окупаемости)	57 %	46 %	31 %
ТЭС			
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	27 %	25 %	19 %
Доля объемов бюджетного в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	22 %	20 %	14 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	9 %	9 %	9 %
Увеличение ПБВ суммарно за период 2025–2042 годов относительно Базовой комбинации за счет изменения правил ценообразования (оплата мощности всех новых объектов по цене окупаемости)	16 %	32 %	53 %
ЕНЭС			
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	45 %	36 %	28 %
Доля объемов бюджетного в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	55 %	39 %	26 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	9 %	9 %	9 %

Наименование	Сценарий 1	Базовый сценарий	Сценарий 2
Увеличение ПВВ суммарно за период 2025–2042 годов относительно Базовой комбинации за счет изменения правил ценообразования (оплата мощности всех новых объектов по цене окупаемости)	–	–	–

Как видно из рисунков 52–54, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов (таблица 86), включая наиболее пессимистичный сценарий, суммарно по сегментам генерации. Для сегмента магистральной сети в сценарии 1 сохраняется дефицит финансирования, что связано со значительным объемом необходимых капитальных вложений.

11 Карты-схемы развития ЕЭС России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем

Информация раскрывается в соответствии с порядком и условиями доступа, утвержденными Приказом Минэнерго России № 161 [21].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам разработки Генеральной схемы получены следующие основные параметры развития электроэнергетических систем России на период до 2042 года.

Общий объем вводов в эксплуатацию генерирующего оборудования до 2042 года составит 88,123 млн кВт. Суммарная установленная мощность электростанций электроэнергетических систем Российской Федерации с учетом прогнозируемой динамики установленной мощности действующих электростанций и указанных объемов вводов в эксплуатацию нового генерирующего оборудования к 2042 году составит 298,994 млн кВт.

При росте потребности в мощности по электроэнергетическим системам Российской Федерации к 2042 году на 36,876 млн кВт по сравнению с фактическим уровнем 2023 года, прирост суммарной установленной мощности электростанций составит 45,409 млн кВт с учетом обеспечения требуемого уровня балансовой надежности и предотвращения локальных дефицитов мощности.

При реализации указанных объемов вводов в эксплуатацию нового генерирующего оборудования в структуре установленной мощности электроэнергетических систем Российской Федерации до 2042 года планируется увеличение доли атомных электростанций (с 11,7 % в 2023 году до 15,7 % в 2042 году) и солнечных и ветровых электростанций (с 1,9 % в 2023 году до 7,3 % в 2042 году) при соответствующем снижении доли тепловых электростанций (с 65,6 % в 2023 году до 56,6 % в 2042 году).

В результате изменения структуры установленной мощности к 2042 году планируется увеличение числа часов использования установленной мощности тепловых электростанций до 5100 часов для конденсационных электростанций и до 4800 часов для теплоэлектроцентралей. При этом доля атомных электростанций в структуре производства электрической энергии увеличится с 18,9 % в 2023 году до 24,0 % в 2042 году, доля солнечных и ветровых электростанций – увеличится с 0,8 % в 2023 году до 3,3 % в 2042 году, доля тепловых электростанций – снизится с 62,7 % в 2023 году до 57,4 % в 2042 году, доля гидравлических и гидроаккумулирующих станций – снизится с 17,6 % в 2023 году до 15,3 % в 2042 году.

Совокупный объем вводов в эксплуатацию новых объектов электрических сетей, соответствующих критериям включения в Генеральную схему, до 2042 года составит:

– 13,8 тыс. км линий электропередачи (из них 4,4 тыс. км линий электропередачи для выдачи мощности электростанций);

– 14,1 тыс. МВА трансформаторной мощности (из них 1,0 тыс. МВА трансформаторной мощности для выдачи мощности электростанций).

Реализация предложенных мероприятий по развитию генерирующих мощностей и электрических сетей позволит обеспечить надежное функционирование энергосистем с учетом прогнозируемого роста спроса на электрическую энергию и мощность.

Потребность тепловых электростанций электроэнергетических систем Российской Федерации в топливе к 2042 году составит 333,8 млн т у.т.

В структуре используемого топлива к 2042 году планируется незначительное снижение доли угля (с 23,7 % в 2025 году до 20,6 % в 2042 году) при увеличении доли газа (с 70,8 % в 2025 году до 73,7 % в 2042 году).

Объемы валовых выбросов нормируемых загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферу от тепловых электростанций (с учетом ТЭС промышленных предприятий) электроэнергетических систем Российской Федерации к 2042 году могут составить 1,79 млн т в год нормируемых загрязняющих веществ и 652 млн т в год парниковых газов. Объемы валовых загрязняющих веществ к 2042 году могут снизиться на 6,8 %, парниковых газов – увеличиться на 13,8 % при росте производства электрической энергии тепловыми электростанциями на 22 % и суммарного производства электростанциями электроэнергетических систем России – на 29 % (по отношению к уровню 2021 года).

Совокупный объем инвестиций в отрасль до 2042 года (в прогнозных ценах соответствующих лет) должен составить 42,53 трлн руб. с НДС (из них 39,98 трлн руб. на объекты генерации и 2,55 трлн руб. на объекты электрической сети).

Выполненная оценка ценовых и тарифных последствий показывает недостаточность выручки, получаемой всеми сегментами отрасли (оптовая генерация и ЕНЭС) при существующих механизмах ценообразования и тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в Генеральную схему. Недостаточность выручки за период 2025–2042 годов прогнозируется в размере 41,4 трлн руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. 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: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 19.08.2024).

2. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 19.08.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 20 декабря 2022 г. № 1340 : зарегистрирован М-вом юстиции 16 марта 2023 г., регистрационный № 72599. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_442245/ (дата обращения: 19.08.2024).

4. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об установлении нормативного уровня балансовой надежности, используемого при разработке документов перспективного развития электроэнергетики : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 10 апреля 2023 г. № 231 : зарегистрирован М-вом юстиции 17 мая 2023 г., регистрационный № 73348. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_447327/ (дата обращения: 19.08.2024).

5. Проект Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы : общественное обсуждение Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2025–2030 годы (проводится с 1 по 30 сентября 2024 года). – Текст : электронный. – URL: <https://www.soups.ru/future-planning/public-discussion-sipr/public-discussion-sipr-2025-2030/> (дата обращения: 02.09.2024).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности : Постановление Правительства Российской Федерации от 13 апреля 2010 года № 238. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_99478/ (дата обращения: 19.08.2024).

7. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации : Постановление Правительства Российской Федерации от 24 июля 2024 года № 1000. – Текст :

электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_481579/ (дата обращения: 19.08.2024).

8. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 19.08.2024).

9. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/ (дата обращения: 19.08.2024).

10. ГОСТ Р 50831–95. Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Госстандарта Российской Федерации от 25 октября 1995 г. № 553 : введен впервые : дата введения 1997-01-01 / разработан Межгосударственным Техническим Комитетом по стандартизации ТК 244 «Оборудование энергетическое стационарное» при научно-производственном объединении по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова (НПО ЦКТИ) совместно с Всероссийским Теплотехническим институтом (ВТИ). – Москва : ГОССТАНДАРТ РОССИИ, 1996. – III, 23, [1] с. – Текст : непосредственный.

11. ИТС 38–2022. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. Сжигание топлива на крупных установках в целях

производства энергии : утвержден Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 20 декабря 2022 г. № 3227 : взамен ИТС 38–2017 : дата введения 2023-03-01 / разработан технической рабочей группой «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» (ТРГ 38). – Текст : электронный. – URL: <https://ovmf2.consultant.ru/cgi/online.cgi?req=doc&base=OTN&n=34792#Q8HDtIUkuCiJzrDl> (дата обращения: 19.08.2024).

12. Российская Федерация. М-во природных ресурсов и экологии. Приказы. Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов : Приказ М-ва природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27 мая 2022 г. № 371 : зарегистрирован М-вом юстиции 29 июля 2022 г., регистрационный № 69451. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_423207/ (дата обращения: 19.08.2024).

13. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 19.08.2024).

14. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 19.08.2024).

15. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности : Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/ (дата обращения: 19.08.2024).

16. Российская Федерация. Федеральная антимонопольная служба. Приказы. О внесении изменений в сводный прогнозный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации на 2024 год, утвержденный приказом ФАС России от 30 июня 2023 года № 428/23-ДСП : Приказ Федеральной антимонопольной службы от 31 октября 2023 г. № 783/23-ДСП. – Текст : непосредственный.

17. Российская Федерация. Федеральная служба по тарифам. Приказы. Об утверждении Порядка определения цены на мощность вводимых в эксплуатацию новых атомных и гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) : Приказ Федеральной службы по тарифам Российской Федерации от 13 октября 2010 г. № 486-э : зарегистрирован М-вом юстиции 17 декабря 2010 г., регистрационный № 19232. – Текст : электронный. – URL:

https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_108156/ (дата обращения: 19.08.2024).

18. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности : Постановление Правительства Российской Федерации от 28 мая 2013 г. № 449. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146916/ (дата обращения: 19.08.2024).

19. Российская Федерация. Правительство. Распоряжения. Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года : Распоряжение Правительства Российской Федерации от 8 января 2009 г. № 1-р. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_83805/ (дата обращения: 19.08.2024).

20. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 19.08.2024).

21. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к картам-схемам развития электроэнергетических систем и порядка и условий доступа органов государственной власти и субъектов электроэнергетики к картам-схемам развития электроэнергетических систем : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 1 марта 2024 г. № 161 : зарегистрирован М-вом юстиции 24 июня 2024 г., регистрационный № 78649. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_479591/ (дата обращения: 19.08.2024).