

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ  
НА 2026–2031 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	7
1 Описание энергосистемы .....	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии .....	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей .....	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период .....	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период .....	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде .....	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии(мощности), надежного функционирования ЕЭС России .....	17
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) .....	17
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	17
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	17
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже .....	21
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	21
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	21
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	21
2.3.2 Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям .....	25

3	Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы .....	26
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности .....	26
3.2	Прогноз потребления электрической энергии .....	29
3.3	Прогноз потребления мощности.....	30
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования .....	31
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы .....	34
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	34
4.2	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям на территории Амурской области.....	34
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России .....	38
4.4	Мероприятия в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, направленные на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям .....	40
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	42
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	43
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети .....	44
7.1	Основные подходы .....	44
7.2	Исходные допущения.....	45
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	48
7.3	Результаты оценки тарифных последствий .....	49
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	51
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	53
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	54
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	55

ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), а также обеспечения надежного электроснабжения и качества электрической энергии.....	58
--------------	---	----

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВЭС	–	ветроэлектрическая станция
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИРМ	–	источник реактивной мощности
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
НПС	–	нефтеперекачивающая станция
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	филиал АО «СО ЕЭС» региональное диспетчерское управление
РЗА	–	релейная защита и автоматика
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СЭС	–	солнечная электростанция
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
УШР	–	управляемый шунтирующий реактор
ФКУ	–	фильтро-компенсирующее устройство
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
$S_{\text{ддн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Амурской области за период 2020–2024 годов. За отчетный принимается 2024 год.

Основной целью подготовки материалов является разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области на каждый год перспективного периода (2026–2031 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2031 года.

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

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;

- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;

- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;

- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

## **1 Описание энергосистемы**

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

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

– филиал ПАО «Россети» – Амурское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Амурской области;

– филиал АО «ДРСК» Амурские электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Амурской области;

– Забайкальская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» – предприятие, осуществляющее функции по удовлетворению потребностей ОАО «РЖД» в электрической энергии, покупке, передаче и распределении электрической энергии другим филиалам ОАО «РЖД», присоединенным к электрическим сетям ОАО «РЖД»;

– Дальневосточная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ОАО «РЖД» – предприятие, осуществляющее функции по удовлетворению потребностей ОАО «РЖД» в электрической энергии, покупке, передаче и распределении электрической энергии другим филиалам ОАО «РЖД», присоединенным к электрическим сетям ОАО «РЖД».

### **1.1 Основные внешние электрические связи**

Энергосистема Амурской области связана с энергосистемами:

– Хабаровского края и Еврейской автономной области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тихоокеанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт.;

– Забайкальского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Республики Саха (Якутия) (Филиал АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 4 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Китайской Народной Республики: ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.

### **1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии**

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Амурской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	574,8
Объекты ВСТО-2 ООО «Транснефтьэнерго», (НПС-20, НПС-21, НПС-23, НПС-24, НПС-26, НПС-27, НПС-29))	124,5
ООО «Газпром переработка Благовещенск» (Амурский газоперерабатывающий завод)	103,8
Более 50 МВт	
ООО «Атлас Майнинг» (АО «Покровский рудник»)	71,7
ООО «Атлас Майнинг» (ООО «Албынский рудник» и ООО «Маломырский рудник»)	52,1
Более 10 МВт	
ООО «Амурский ГХК»	35,0
АО «ЦЭНКИ» (космодром «Восточный»)	20,8
ООО «Березитовый рудник»	14,3
АО «Амуруголь» (разрез «Ерковецкий»)	10,6

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

Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области на 01.01.2025 составила 4307,0 МВт, в том числе: ГЭС – 3660,0 МВт, ТЭС – 647,0 МВт.

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

Структура и изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2024	Изменение мощности				На 01.01.2025
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	4307,0	–	–	–	–	4307,0
ГЭС	3660,0	–	–	–	–	3660,0
ТЭС	647,0	–	–	–	–	647,0

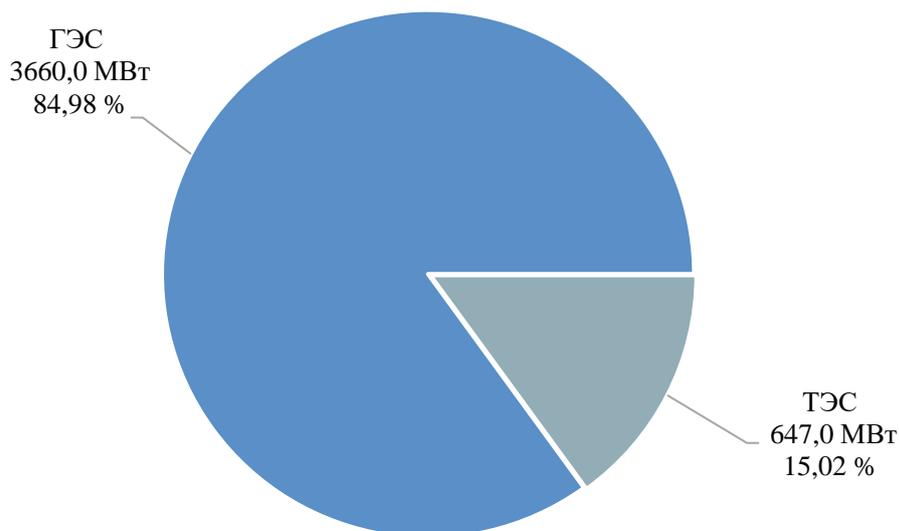


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области по состоянию на 01.01.2025

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

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Амурской области в 2024 году составило 17430,2 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 13365,8 млн кВт·ч, ТЭС – 4064,4 млн кВт·ч.

Структура производства электрической энергии приведена в таблице 3 и на рисунке 2.

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

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Производство электрической энергии	16405,0	18998,8	19871,5	18063,8	17430,2
ГЭС	14003,1	16376,5	16688,3	14154,3	13365,8
ТЭС	2401,8	2622,3	3183,2	3909,4	4064,4

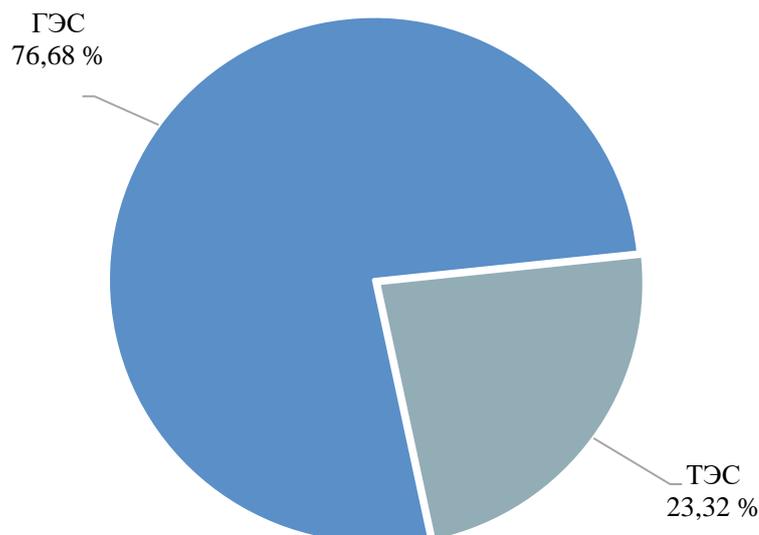


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Амурской области в 2024 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Амурской области приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

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

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9124	9602	10069	10564	11247
Годовой темп прироста, %	2,94	5,24	4,86	4,92	6,47
Максимум потребления мощности, МВт	1470	1653	1618	1755	1771
Годовой темп прироста, %	0,20	12,43	-2,10	8,47	0,91
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6207	5810	6223	6019	6351
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм/чч:мм	22.01 04:00	23.12 11:00	22.12 03:00	26.12 06:00	31.12 03:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-23,9	-30,6	-25,6	-26,7	-27,2

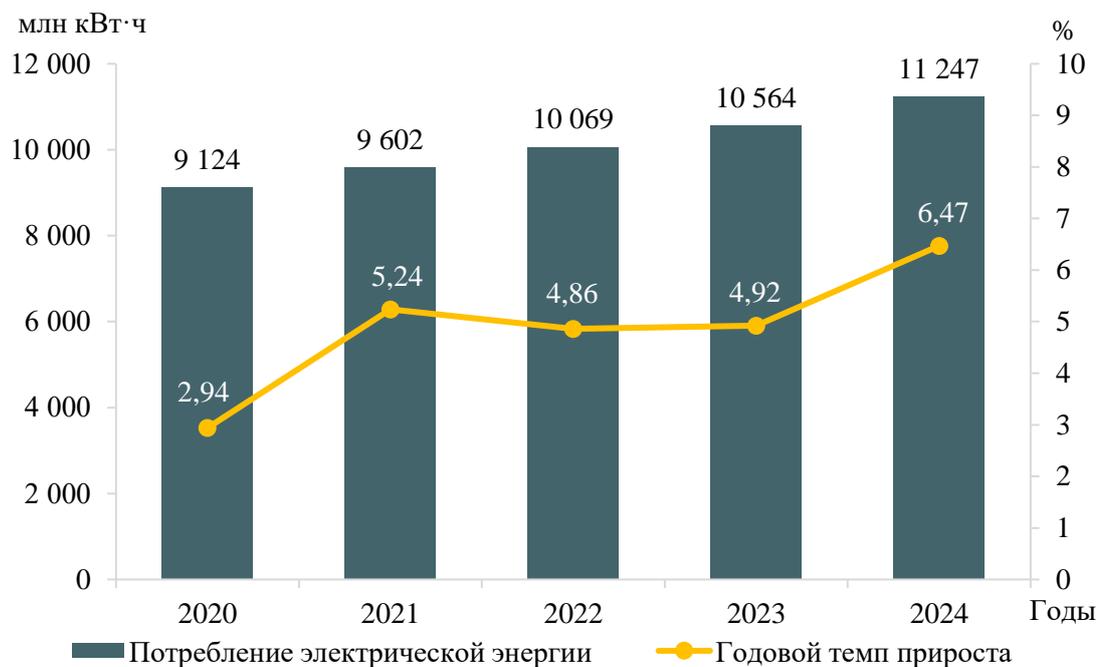


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста

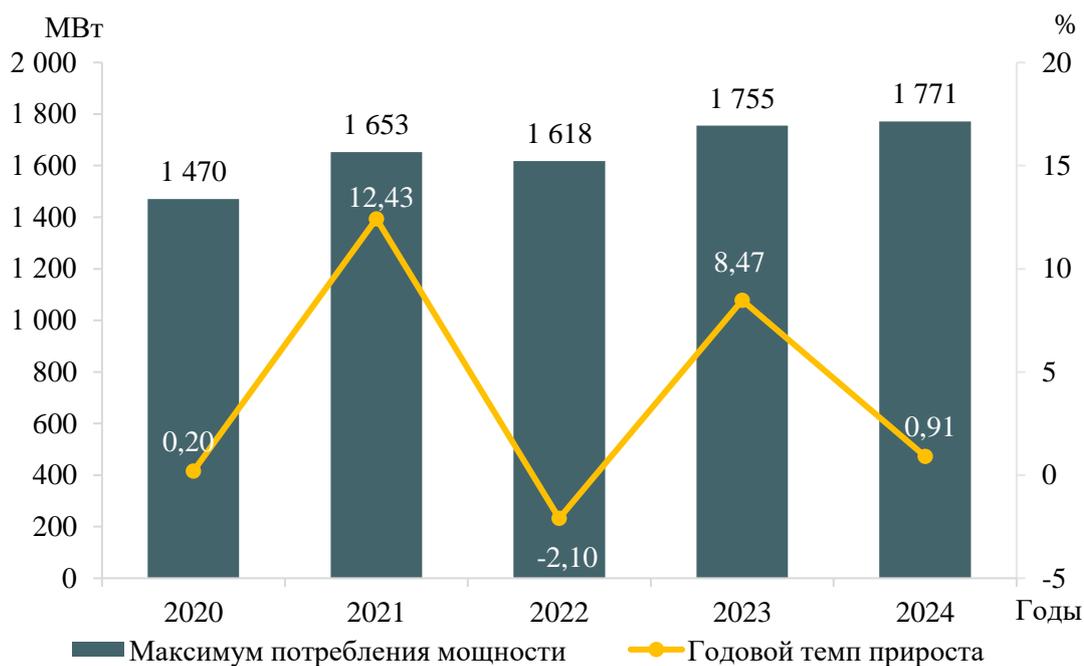


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы по Амурской области и годовые темпы прироста

За период 2020–2024 годов потребление электрической энергии энергосистемы Амурской области увеличилось на 2384 млн кВт·ч и составило в 2024 году 11247 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 4,88 %. Наибольший годовой темп прироста потребления электрической энергии составил 6,47 % в 2024 году. Наименьший темп прироста зафиксирован в 2020 году и составил 2,94 %.

За период 2020–2024 годов максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области вырос на 304 МВт и составил 1771 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,84 %.

Наибольший годовой темп прироста мощности составил 12,43 % в 2021 году, что обусловлено ростом потребления мощности в промышленном секторе, а также низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности; снижение мощности зафиксировано в 2022 году и составило 2,12 %, что обусловлено более высокой температурой наружного воздуха в день прохождения максимума потребления мощности по сравнению с предшествующим годом.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области был зафиксирован в 2024 году в размере 1771 МВт.

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

- запуском в эксплуатацию Амурского газоперерабатывающего завода;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-2 ООО «Транснефть-Дальний Восток»;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- увеличением потребления домашними хозяйствами и сферой услуг;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных температур наружного воздуха в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Амурской области приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Амурской области приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 1 протяженностью 4,3 км	АО «ДРСК»	2020	4,31 км
2	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Белогорск – Маслозавод № 2 протяженностью 4,3 км	АО «ДРСК»	2020	4,31 км
3	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сиваки – КС-7 № 2 протяженностью 9 км	АО «ДРСК»	2020	9,21 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Амурская – Новокиевка на Свободненскую ТЭС протяженностью 45 км с образованием ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Амурская № 2 и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Новокиевка	ПАО «Россети»	2020	45,03 км
5	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АГПЗ № 2 протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
6	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АГПЗ № 3 протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
7	110 кВ	Строительство КВЛ 110 кВ Свободненская ТЭС – АГПЗ № 4 протяженностью 2,16 км	Абонентская	2021	2,16 км
8	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Новокиевка на ПС 220 кВ Строительная протяженностью 2 км с образованием ВЛ 220 кВ Новокиевка – Строительная и ВЛ 220 кВ Свободненская ТЭС – Строительная	ПАО «Россети»	2021	2,26 км
9	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Сиваки – КС-7 № 1 протяженностью 8,61 км	АО «ДРСК»	2021	8,61 км
10	220 кВ	Строительство КВЛ 220 кВ Лопча – Тында протяженностью 159,4 км	ПАО «Россети»	2022	159,4 км
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Лопча – Хани протяженностью 280,6 км	ПАО «Россети»	2022	280,6 км
12	500 кВ	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская № 1, № 2 на ПП 500 кВ Химкомбинат протяженностью 10,618 км, 10,540 км, 10,9 км, 10,54 км	ПАО «Россети»	2023	42,598 км
13	500 кВ	Строительство четырех шинопроводов от ПП 500 кВ Химкомбинат до ПС 500 кВ АГХК протяженностью 2×3,2 км и 2×3,03 км	ПАО «Россети»	2023	12,46 км
14	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Уруша/т на ПС 220 кВ Сгибеево/т протяженностью 9,114 км и 9,113 км с образованием ВЛ 220 кВ Ерофей Павлович/т – Сгибеево/т и ВЛ 220 кВ Сгибеево/т – Уруша/т	ПАО «Россети»	2023	18,227 км
15	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2 протяженностью 268,98 км	ПАО «Россети»	2024	268,98 км
16	500 кВ	Строительство ВЛ 500 кВ Агорта – Даурия протяженностью 272,683 км	ПАО «Россети»	2024	272,683 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
17	500 кВ	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат № 2 на ПП 500 кВ Агорта протяженностью 0,548 км и 63,02 км с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 2 и ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 2	ПАО «Россети»	2024	0,548 км 63,02 км
18	500 кВ	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Химкомбинат № 1 на ПП 500 кВ Агорта протяженностью 1,64 км и 1,07 км с образованием ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта № 1 и ВЛ 500 кВ Агорта – Химкомбинат № 1	ПАО «Россети»	2024	1,64 км 1,07 км
19	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Ульручи/т – Сквородино со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,586 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Ульручи/т	ПАО «Россети»	2024	0,586 км
20	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,27 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – БАМ/т	ПАО «Россети»	2024	0,27 км
21	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 0,26 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Уруша/т	ПАО «Россети»	2024	0,26 км
22	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Сквородино № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 1,58 км и 1,598 км каждая	ПАО «Россети»	2024	1,58 км 1,598 км
23	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 1 со строительством участка до ПС 500 кВ Даурия ориентировочной протяженностью 1,796 км с образованием ВЛ 220 кВ Даурия – Тында	ПАО «Россети»	2024	1,796 км

Таблица 6 – Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ КС-7 с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×10 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Маслозавод с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×25 МВА
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Строительная с двумя трансформаторами 220 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×40 МВА
4	220 кВ	Реконструкция Свободненской ТЭС с установкой трех автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «ОГК-2»	2021	3×125 МВА
5	500 кВ	Строительство ПП 500 кВ Химкомбинат с двумя независимыми РУ 500 кВ № 1 и РУ 500 кВ № 2	ПАО «Россети»	2023	–
6	500 кВ	Строительство ПС 500 кВ АГХК с четырьмя автотрансформаторами 500/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	ООО «Амурский газохимический комплекс»	2023	4×250 МВА
7	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Сгибеево/т с двумя трансформаторами 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2023	2×40 МВА
8	500 кВ	Строительство ПП 500 кВ Агорта с установкой на ПП 500 кВ Агорта двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	2024	2×180 Мвар
9	500 кВ	Строительство ПС 500 кВ Даурия с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой 167 МВА и ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар с резервной фазой 60 Мвар	ПАО «Россети»	2024	3×167 МВА 180 Мвар
10	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ БАМ/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2024	40 МВА

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

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

На территории Амурской области отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

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

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

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

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2020	16.12.2020	-25,9
	17.06.2020	15,2
2021	15.12.2021	-25,7
	16.06.2021	18,3
2022	21.12.2022	-30,7
	15.06.2022	19,0
2023	20.12.2023	-24,7
	21.06.2023	17,1
2024	18.12.2024	-17
	19.06.2024	15,6

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

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

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

#### 2.2.1.1 АО «ДРСК»

Рассмотрены предложения АО «ДРСК» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольных замеров за период 2020–2024 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 8 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние 5 лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U <sub>ном</sub> обмоток трансформатора, кВ	S <sub>ном</sub> , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА											
						2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.												
1	ПС 110 кВ Волково	110	Т1	115	10	5,48	5,50	7,62	7,49	6,61	1,79	1,17	1,36	1,98	3,56	3,3											
		35		38,5																							
		10		11																							
		110	Т2	115													10	5,48	6,06	9,22	8,80	8,36	1,79	1,93	1,92	2,89	0,97
		35		38,5																							
		10		11																							

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

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Волково	Т1	ТДТН-10000/110	1972	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т2	ТДТН-10000/110	1975	63	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

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

№ п/п	Наименование ПС	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U <sub>ном</sub> перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА													
		Год / сезон	МВА										2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.								
1	ПС 110 кВ Волково	2022 / зима	16,84	ПС 110 кВ Волково	Филиал компании с ограниченной ответственностью по развитию и строительству моста «Амур» (Хэйлуунцзян) в г. Благовещенске	09.02.2017	0343-ТП	2025	2,48	1,249	0,4	0,492	18,87	18,87	18,87	18,87	18,87	18,87								
																			ООО «Октет Инвест»	04.10.2023	4802/23-ТП	2023	0,987	0,000	10	0,494
																			ЗАО «Агрофирма «АНК»	10.03.2023	0226/23-ТП	2025	3,300	1,800	10	0,75
																			ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	1,527	0,085	0,4–10	0,144
																			ПС 35 кВ Садовое		ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,060	0,015

### ПС 110 кВ Волково.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, превышает  $S_{\text{длн}}$  на величину до 12,8 %.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -30,7 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,3 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,03 МВА).

Согласно информации от АО «ДРСК» в соответствии с ТУ для ТП ЗАО «Агрофирма «АНК» (от 20.02.2023 № 15-09/67/0226 заявленной мощностью 3,3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,84 + 2,03 + 0 - 3,3 = 15,57 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки с учетом отсутствия действующих договоров об осуществлении ТП ЭПУ и возможности перевода нагрузки на другие центры питания в объеме 3,3 МВА превышает  $S_{\text{длн}}$ , определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ Волково, оставшегося в работе после отключения Т-2 (Т-1), на величину до 29,8 % (без ТП превышение до 12,8 %).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волково ниже уровня  $S_{\text{длн}}$  отсутствует. В случае аварийного отключения

одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волково расчетный объем ГАО составит 3,57 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т1 и Т2 на трансформаторы мощностью не менее 15,57 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 2×10 МВА на 2×16 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия(й), – АО «ДРСК».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

### 2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже

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

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

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

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

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

Мероприятия по обеспечению электроснабжения тяговых подстанций второго этапа развития Восточного полигона железных дорог открытого акционерного общества «Российские железные дороги».

В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, предусматривается выполнение следующих мероприятий:

- строительство ПС 220 кВ Невельская (2027 год);
- строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км (2027 год);
- строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км (2027 год);
- реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сквородино (2027 год);
- строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая (2027 год);
- строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км (2027 год).

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2027 год.

ПС 220 кВ Лопча.

В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556, предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

– реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая (2025 год).

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

Мероприятия, необходимые для обеспечения возможности длительной устойчивой параллельной синхронной работы ОЭС Востока и ОЭС Сибири.

ОЭС Сибири граничит с энергосистемой Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов (ОЭС Урала), энергосистемой Амурской области и электроэнергетической системой Республики Саха (Якутия) (ОЭС Востока), а также с энергосистемами двух зарубежных государств: Республики Казахстан и Республики Монголия.

ОЭС Востока граничит с электроэнергетическими системами ОЭС Сибири: Иркутской области и Забайкальского края, а также с энергосистемой Китайской Народной Республики.

Вследствие недостаточной пропускной способности линий электропередачи 220 кВ, соединяющих ОЭС Востока и ОЭС Сибири для обеспечения длительной устойчивой параллельной синхронной работы, ОЭС Востока работает изолированно от остальной части ЕЭС России. Нормальными точками деления сети являются шинные разъединители 220 кВ СВ-1-220, СВ-2-220 на ПС 220 кВ Могоча, линейный разъединитель ВЛ 220 кВ Куанда – Чара (КЧ-49) на ПС 220 кВ Куанда и линейные разъединители ВЛ 220 кВ Нюя – Пеледуй № 1, 2 на ПС 220 кВ Пеледуй.

В зависимости от складывающейся режимно-балансовой и схемно-режимной ситуации осуществляется перенос точек раздела между ОЭС Сибири и ОЭС Востока в пределах нескольких приграничных подстанций.

Начиная с 2019 года последовательно осуществляется реализация мероприятий по объединению изолированных энергорайонов Республики Саха (Якутия) с ОЭС Востока. В рамках развития транспортно-инфраструктурных проектов, таких как нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан», газопровод «Сила Сибири», построены транзиты 220 кВ, обеспечивающие электроснабжение перекачивающих станций.

В рамках модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали предусмотрено развитие электрических сетей вдоль Северобайкальского участка БАМ и строительство третьей цепи 220 кВ Холбон – Зилово – Могоча.

Вышеуказанное сетевое строительство в совокупности с активным освоением минерально-сырьевой базы в Иркутской области, Республике Бурятия, Амурской области, Забайкальском крае, Республике Саха (Якутия) создают предпосылки для появления технической возможности объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока с минимальными дополнительными затратами.

Для обеспечения объединения на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока в дополнение к уже принятым решениям в рамках плана ускоренной модернизации Восточного полигона – БАМ и Транссибирской магистрали рекомендуется реализация следующих мероприятий:

– строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча ориентировочной протяженностью 324 км;

– строительство ВЛ 220 кВ Таксимо – Чара ориентировочной протяженностью 239 км.

Кроме того, необходима установка дополнительных устройств противоаварийной автоматики, а также перенастройка действующих устройств РЗА, параметры которых должны уточняться при конкретном проектировании.

После завершения вышеупомянутых мероприятий параллельная синхронная работа ОЭС Сибири и ОЭС Востока будет осуществляться по электрическим связям, входящим во вновь образуемое контролируемое сечение «Восток – Сибирь», в состав которого входят следующие ЛЭП:

– ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11;

– ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11;

– ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1;

– ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2;

– ВЛ 220 кВ Даурия – Могоча;

– ВЛ 220 кВ Могоча – Амазар;

– ВЛ 220 кВ Семиозерный – Могоча.

Реализация предложенных мероприятий по объединению на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока позволит:

– обеспечить дополнительную передачу электрической энергии и мощности из ОЭС Сибири в ОЭС Востока в маловодные годы;

– повысить надежность и качество электроснабжения потребителей, прежде всего тяговых транзитов БАМ и Транссибирской магистрали, питание которых в настоящее время осуществляется в консольном режиме вследствие наличия точек раздела;

– обеспечить совместную оптимизацию режимов работы электростанций ОЭС Сибири и ОЭС Востока в рамках процедур конкурентных отборов выбора состава включенного генерирующего оборудования, рынка на сутки вперед и балансирующего рынка и распространение всех рыночных механизмов, применяемых в ценовых зонах оптового рынка, на территорию второй неценовой зоны, расположенной на территории Дальнего Востока.

#### Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России.

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Амурской области приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Амурской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два	2×25 МВА 2×40 МВА	2028	ПАО «Россети»

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Год реализации	Ответственная организация
	трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	2,249 км	2028	ПАО «Россети»

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

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

### **3 Основные направления развития электроэнергетики на 2026–2031 годы**

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

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

Таблица 12 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Амурской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
1	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	404,6	205,0	220	2027	ПС 220 кВ Аячи/т ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т ПС 220 кВ Большая Омутная/т ПС 220 кВ Сгибеево/т ПС 220 кВ Уруша/т ПС 220 кВ БАМ/т ПС 220 кВ Сквородино/т ПС 220 кВ Ульручьи/т ПС 220 кВ Талдан/т ПС 220 кВ Гонжа/т ПС 220 кВ Магдагачи ПС 220 кВ Сулус/т ПС 220 кВ Чалганы/т ПС 220 кВ Сиваки/т ПС 220 кВ Мухинская/т ПС 220 кВ Шимановская/т ПС 220 кВ Ледяная/т ПС 220 кВ Михайло-Чесноковская/т ПС 220 кВ Белогорск/т ПС 220 кВ Короли/т ПС 220 кВ Завитая/т ПС 110 кВ Буря/т ПС 220 кВ Карьерный/т ПС 220 кВ Тарманчукан/т

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
							ПС 220 кВ Ядрин/г
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	ПС 220 кВ Огоджинская (Сугодинско-Огоджинское месторождение)	ООО «Огоджинская угольная компания»	0,0	20,0	220	2026	ПС 220 кВ Рудная
3	Объекты комплексного развития г. Свободный	МКУ «Стройсервис» г. Свободный	5,12754	17,981	110	2025 2026	ПС 500 кВ Амурская
4	ПС 110 кВ Приамурская	ООО «КРДВ Амурская»	0,0	14,7	110	2025	ПС 110 кВ Волково ПС 110 кВ Ивановка

### 3.2 Прогноз потребления электрической энергии

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

Таблица 13 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	11895	12946	15278	16089	16162	16178	16320
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1051	2332	811	73	16	142
Годовой темп прироста, %	–	8,84	18,01	5,31	0,45	0,10	0,88

Потребление электрической энергии по энергосистеме Амурской области прогнозируется на уровне 16320 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 5,46 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2027 году и составит 2332 млн кВт·ч, что соответствует годовому темпу прироста 18,01 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 16 млн кВт·ч или 0,10 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенные в таблице 12.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

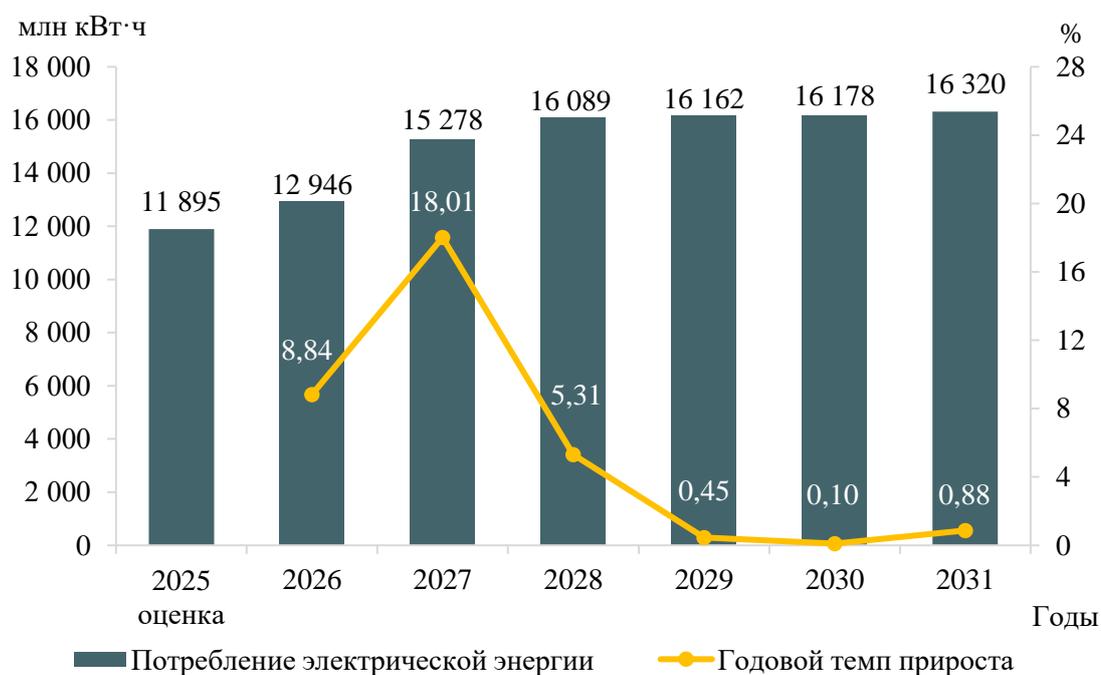


Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Амурской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом в эксплуатацию Амурского газохимического комплекса и Амурского газоперерабатывающего завода;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- ростом добычи полезных ископаемых;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ВСТО-1 и ВСТО-2 «Транснефть-Восток».

### 3.3 Прогноз потребления мощности

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

Таблица 14 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области

Наименование показателя	2025 г. оценка	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1932	2161	2274	2389	2405	2407	2430
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	229	113	115	16	2	23
Годовой темп прироста, %	–	11,85	5,23	5,06	0,67	0,08	0,96
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6157	5991	6719	6735	6720	6721	6716

Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области к 2031 году прогнозируется на уровне 2430 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 4,62 %.

Наибольший годовой прирост потребления мощности прогнозируется в 2026 году и составит 229 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 11,85 %, что обусловлено намечаемым ростом потребления ООО «АГХК» и ООО «ГЭХ Инжиниринг» и вводом промышленных объектов; наименьший прирост мощности прогнозируется в 2030 году в размере 2 МВт, что соответствует годовому темпу прироста 0,08 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период уплотняется по сравнению с отчетным периодом, что объясняется вводом промышленных объектов с непрерывным и полунепрерывным циклом работы. Число часов использования максимума к 2031 году прогнозируется на уровне 6716 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

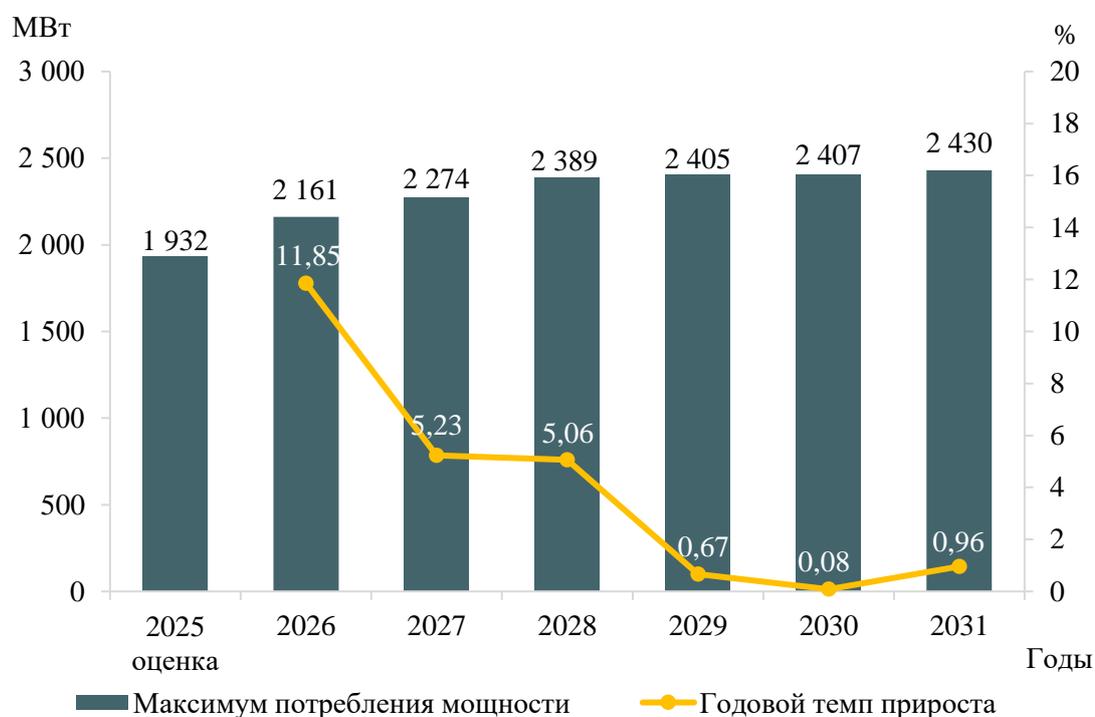


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области и годовые темпы прироста

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

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Амурской области в период 2026–2031 годов предусматриваются в объеме 1309,1 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Амурской области в 2025 году и в период 2026–2031 годов представлены в таблице 15.

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

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2026– 2031 гг.
Всего	–	–	665,1	595,3	–	48,7	–	1309,1
ТЭС	–	–	–	450	–	–	–	450
ВЭС	–	–	239,8	140	–	–	–	379,8
СЭС	–	–	425,3	5,3	–	48,7	–	479,3

Развитие возобновляемых источников энергии предусматривает строительство ВЭС в объеме 379,8 МВт, СЭС – 479,3 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области в 2031 году составит 5616,1 МВт. К 2031 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Амурской области по сравнению с отчетным годом доля ГЭС снизится с 84,98 % до 65,17 %, доля ТЭС возрастет с 15,02 % до 19,53 %. Доля СЭС в 2031 году составит 8,54 %, доля ВЭС составит 6,76 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области представлена в таблице 16. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области, представлена на рисунке 7.

Таблица 16 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области, МВт

Наименование	2025 г. (ожидается, справочно)	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Всего	4307	4307	4972,1	5567,4	5567,4	5616,1	5616,1
ГЭС	3660	3660	3660	3660	3660	3660	3660
ТЭС	647	647	647	1097	1097	1097	1097
ВЭС	–	–	239,8	379,8	379,8	379,8	379,8
СЭС	–	–	425,3	430,6	430,6	479,3	479,3

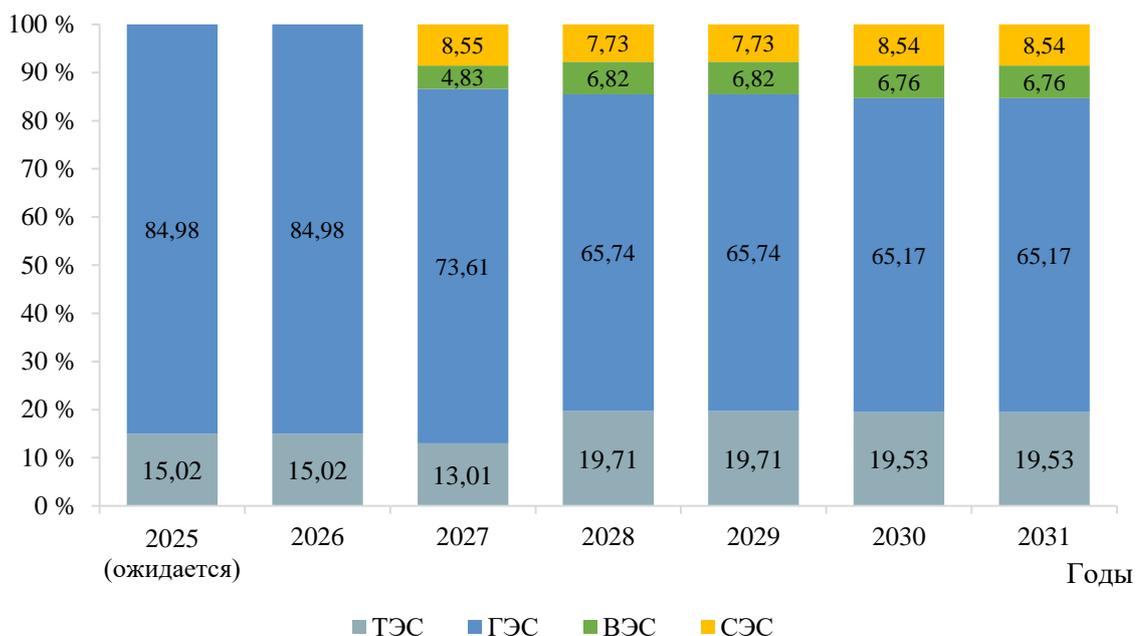


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Амурской области

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

#### **4 Предложения по развитию электрических сетей на 2025–2031 годы**

##### **4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше**

Мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Амурской области не требуются.

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

В таблице 17 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Амурской области.

Таблица 17 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Амурской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
1	Строительство ПС 220 кВ Невельская	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС	ПАО «РусГидро»	570	450
2	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,2 2	–	–	–	–	–	3,2				
3	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,1 2,6	–	–	–	–	–	3,7				
4	Реконструкция КВЛ 220 кВ Скородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Скородино	ПАО «Россети»	220	км	–	–	11,2	–	–	–	–	–	11,2				
5	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×193	–	–	–	–	–	386				
6	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	163	–	–	–	–	–	163				
7	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	–	50	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Удоканская медь», ООО «Антрацит-ИнвестПроект», ООО «Рудник Таборный»	ООО «Удоканская медь» ООО «Антрацит-Инвест-Проект»	–	173,5
8		ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	–	104				
9	Реконструкция ПС 220 кВ Ерофей Павлович/т с установкой ИРМ 220 кВ мощностью 120 Мвар	ОАО «РЖД»	220	Мвар	1×80 1×40	–	–	–	–	–	–	–	120	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	93,037	111,876
10	Реконструкция ПС 500 кВ Амурская со строительством РУ 110 кВ с двумя ячейками для присоединения ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) I цепь, ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) II цепь	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителя МКУ «Стройсервис» города Свободного	МКУ «Стройсервис» города Свободного	–	23,10854

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
11	Строительство ПС 110 кВ Импульс (Новый ЦП) с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50				
12	Строительство двух ВЛ 110 кВ Амурская – Импульс (Новый ЦП) ориентировочной протяженностью 1,7 км каждая	АО «ДРСК»	110	км	2×1,7	–	–	–	–	–	–	–	3,4				
13	Строительство ВЛ 110 кВ Бурейск – Бурей/т ориентировочной протяженностью 4 км	ОАО «РЖД»	110	км	4	–	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	22,033	12,99
14	Реконструкция ПС 110 кВ Бурей/т с установкой третьего трансформатора 110/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40				
15	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Лопча – Юктали до ПС 220 кВ Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км	ООО «Антрацит-Инвест-Проект»	220	км	55	–	–	–	–	–	–	–	55	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	–	7,5
16	Реконструкция ПС 220 кВ Сулус/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	26,309	18,2
17	Реконструкция ПС 220 кВ Талдан/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	30,344	18,75
18	Реконструкция ПС 220 кВ Михайло Чесноковская/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	32,739	21,35
19	Реконструкция ПС 220 кВ Белогорск/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	31,361	17,83
20	Реконструкция ПС 220 кВ Короли/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	27,775	17,25
21	Реконструкция ПС 220 кВ Тарманчукан/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	33,944	19,718
22	Реконструкция ПС 220 кВ Ядрин/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	33,785	15,826
23	Реконструкция ПС 220 кВ Скородино/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	31,782	22,58
24	Реконструкция ПС 220 кВ Карьерный/т с установкой третьего трансформатора 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	220	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	25,762	25,734
25	Строительство шинпровода от ПС 220 кВ Архара до ПС 220 кВ Карьерный/т ориентировочной протяженностью 0,3 км	ОАО «РЖД»	220	км	0,3	–	–	–	–	–	–	–	0,3				
26	Строительство КВЛ 220 кВ Амурская – ГПП ориентировочной протяженностью 60 км	ПАО «Россети»	220	км	60	–	–	–	–	–	–	–	60	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»	ФКУ «Дирекция космодрома «Восточный»	49	–

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031					
27	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1 до ПС 220 кВ Таборная ориентировочной протяженностью 100 км	ООО «Рудник Таборный»	220	км	100	–	–	–	–	–	–	–	100	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Рудник Таборный»	ООО «Рудник Таборный»	–	20
28	Реконструкция ПС 110 Игнатьево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АБС Благовещенск»	ООО «АБС Благовещенск»	–	3
29	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Агрофирма АНК»	ЗАО «Агрофирма АНК»	1,8	1,5
30	Строительство ВЛ 220 кВ Сковородино – Прииск ориентировочной протяженностью 50 км	АО «Прииск Соловьевский»	220	км	–	50	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Прииск Соловьевский»	АО «Прииск Соловьевский»	13,0	9,0
31	Строительство ПС 220 кВ Прииск с трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	АО «Прииск Соловьевский»	220	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	–	25				
32	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Волково – Ивановка на ПС 110 кВ Приамурская ориентировочной протяженностью 6 км каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	2×6	–	–	–	–	–	12	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «КРДВ «Амурская»	ООО «КРДВ «Амурская»	–	14,7
33	Строительство ПС 110 кВ Приамурская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	–	32				
34	Строительство ПС 220 кВ Огоджинская с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Огоджинская угольная компания»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Огоджинская угольная компания»	ООО «Огоджинская угольная компания»	–	20
35	Строительство ВЛ 220 кВ Рудная – Огоджинская ориентировочной протяженностью 30 км	ПАО «Россети»	220	км	–	30	–	–	–	–	–	–	30				

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации							Основание	
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031		2025–2031
1	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×25 2×40	–	–	–	130	Реновация основных фондов
		ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2,249	–	–	–	2,249	
2	Строительство ПС 220 кВ Невельская	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС
3	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,2 2	–	–	–	–	3,2	
4	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,1 2,6	–	–	–	–	3,7	
5	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сквородино	ПАО «Россети»	220	км	–	–	11,2	–	–	–	–	11,2	
6	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×193	–	–	–	–	386	
7	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	163	–	–	–	–	163	
8	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50	
		ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	104	

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «Агрофирма «АНК»

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

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

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

Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрической сети Амурской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 25.10.2024 № 7@ инвестиционной программы ПАО «Россети» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 05.05.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 12.12.2024 № 34@ инвестиционной программы АО «ДРСК» на 2024–2029 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК», утвержденную приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 26@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК» на 2024–2029 годы. Материалы размещены 16.04.2025 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет.

Капитальные вложения представлены в прогнозных ценах соответствующих лет с учетом НДС (20 %).

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Амурской области по годам представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Амурской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Всего за 2025–2031 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	1913,67	7100,33	32846,43	4412,40	4939,33	884,06	0,00	52096,23

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

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [3];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

### **7.1 Основные подходы**

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [4] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2025 год на территории Амурской области осуществляют свою деятельность 5 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «ДРСК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 92 % в суммарной НВВ сетевых организаций Амурской области).

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

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

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

– прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей, включающие НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО, и прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не

учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], кроме затрат на оплату услуг ПАО «Россети»;

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

## 7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2024 год в соответствии с:

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [5].

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

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

- нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2024 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании максимального срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы<sup>2</sup>, для объектов электросетевого хозяйства –

---

<sup>1</sup> Приказ управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 28.11.2022 № 145-пр/э.

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

25 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере  $3,5 \times \text{ЕВИТДА}$  в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 6 лет.

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

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

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

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 30 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕВИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	30 %	0 % – 30 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	11 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	6 лет	6 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2025 год приказом управления

государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 06.12.2024 № 144-пр/э «О внесении изменений в приказ управления государственного регулирования цен и тарифов области от 28.11.2022 № 146-пр/э» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Амурской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации<sup>3</sup>. На период 2029–2031 годов принято, что экономические показатели сохраняются в размере последнего года прогноза социально-экономического развития Российской Федерации.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2024 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2024 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2024 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2025 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Амурской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Амурской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Амурской области, принятого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2025 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на

---

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

оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	11 %	8 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	7 %	6 %	6 %	6 %	6 %	6 %
Рост цен на уголь	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	-3,9 %	8,3 %	1,9 %	-3,9 %	0,1 %	0,5 %

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Амурской области представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Амурской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	1737	1784	1821	1905	1915	1892
объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	78	–	–	171	170	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2241	2839	2531	2210	2337	2315

### 7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Амурской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 24 и на рисунке 8.

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

Таблица 24 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Амурской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
ПВВ	млрд руб.	17,4	20,6	22,2	22,1	23,0	24,2
НВВ	млрд руб.	18,0	19,7	20,8	21,6	22,2	24,3
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,6	-0,9	-1,4	-0,5	-0,8	0,2
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,49	2,74	2,89	2,99	3,12	3,25
Среднегодовой темп роста	%	–	110	106	103	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,58	2,62	2,71	2,92	3,01	3,27
Среднегодовой темп роста	%	–	101	104	108	103	109
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,09	-0,12	-0,18	-0,07	-0,11	0,02

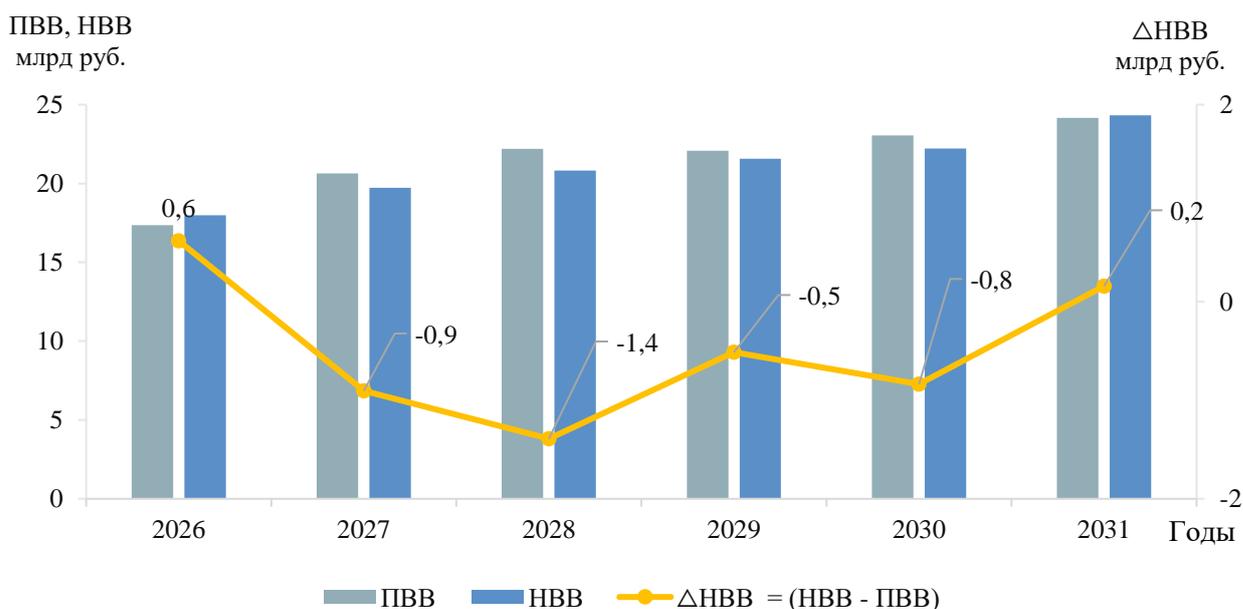


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Амурской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Амурской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

#### 7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2025 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1), а также выявлена недостаточность выручки в период 2029–2031 годов при снижении (сценарий 2) и на всем рассматриваемом периоде при отсутствии (фиксации на уровне 2025 года) роста (сценарий 3) прогнозного среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии. Дефицит финансирования в сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 4,8–20,2 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

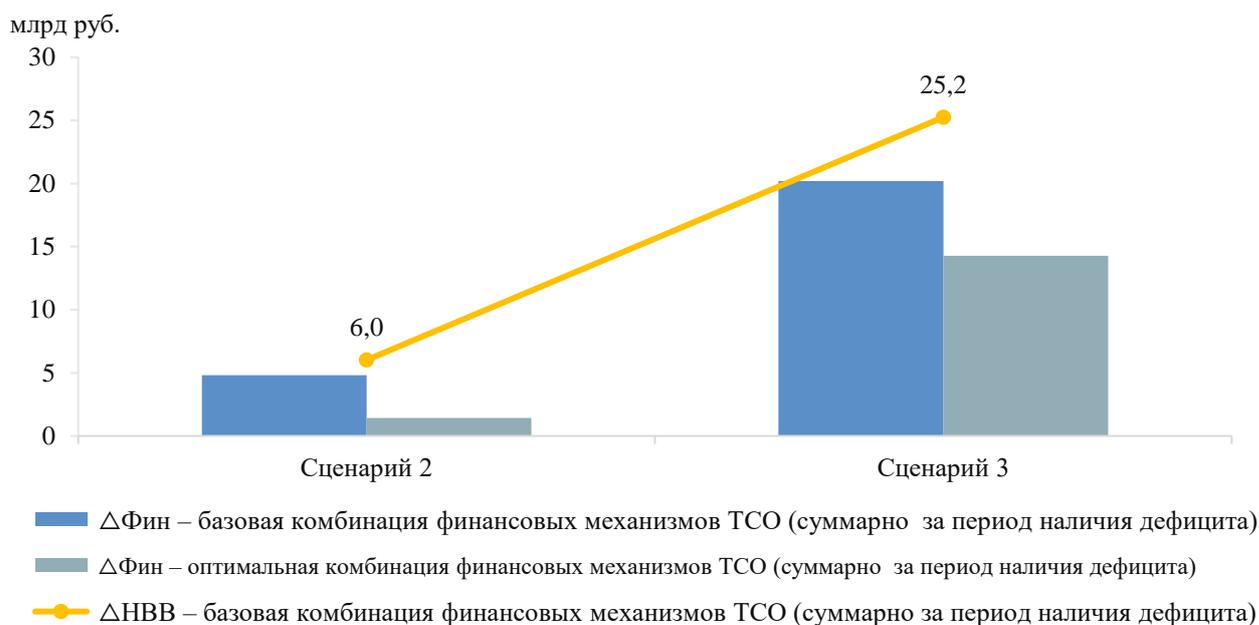


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (за период 2026–2031 годов)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	40 %	60 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	17 %	40 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 25), включая наиболее пессимистичный сценарий 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2025 года), при значительных объемах привлеченных средств (включая бюджетное финансирование) в прогнозных капитальных вложениях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Амурской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Амурской области в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Амурской области оценивается в 2031 году в объеме 16320 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 5,46 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Амурской области к 2031 году увеличится и составит 2430 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 4,62 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Амурской области в период 2026–2031 годов прогнозируется в диапазоне 5991–6735 ч/год.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Амурской области в 2031 году составит 5616,1 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Амурской области в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Амурской области.

Всего за период 2025–2031 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 884,049 км, трансформаторной мощности 801 МВА.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_436520/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/) (дата обращения: 29.08.2025).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 г., регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_321351/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/) (дата обращения: 29.08.2025).

3. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_438028/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/) (дата обращения: 29.08.2025).

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

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

**ПРИЛОЖЕНИЕ А**

**Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации**

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2031 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание	
														Установленная мощность, МВт
Энергосистема Амурской области														
Зейская ГЭС	ПАО «РусГидро»													
		1	Д-45-2556-В-600	-	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0		
		2	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		3	Д-45-2556-В-600		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		4	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		5	Д-45-2556-В-600		225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	
		6	Д-45-2556-В-600		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
Установленная мощность, всего		-	-		1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0	1330,0		
Благовещенская ТЭЦ	АО «ДГК»			Уголь, мазут										
		1	ПТ-60/75-130/13-7		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		2	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		3	Т-110/120-130-4		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		4	Т-120/140-12,8-2	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0	124,0		
Установленная мощность, всего		-	-		404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0	404,0		
Райчихинская ГРЭС	АО «ДГК»			Уголь, мазут										
		6	К-50-90-3		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	
		7	П-33/50-90/8	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	
Установленная мощность, всего		-	-		83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0	83,0		
Бурейская ГЭС	ПАО «РусГидро»			-										
		1	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		2	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		3	РО-140/0943-В-615		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		4	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		5	РО-140/0942-В-625		335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	
		6	РО-140/0942-В-625	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0		
Установленная мощность, всего		-	-		2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0	2010,0		
Нижне-Бурейская ГЭС	ПАО «РусГидро»			-										
		1	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	ПЛ30-В-630		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		4	ПЛ30-В-630	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0		
Установленная мощность, всего		-	-		320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0	320,0		
Свободненская ТЭС	ООО «Свободненская ТЭС»			Газ										
		1	ПК-80-130/16		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПК-80-130/16		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	ПГУ					450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
Установленная мощность, всего		-	-		160,0	160,0	160,0	160,0	610,0	610,0	610,0	610,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
СЭС	ООО «СЭР Дальний Восток»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3496)	–				5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–					5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	
СЭС	ООО «СЭР Дальний Восток»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3475)	–					5,3	5,3	5,3	5,3	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–					5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
СЭС	ООО «СЭР Дальний Восток»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3480)	–							25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2030 г.
Установленная мощность, всего		–	–								25,0	25,0	
СЭС	ООО «СЭР Дальний Восток»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3509)	–							23,7	23,7	Ввод в эксплуатацию в 2030 г.
Установленная мощность, всего		–	–								23,7	23,7	
СЭС	ООО «СЭР Дальний Восток»												
		–	Солнечные агрегаты (код ГТП GVIE3556, код ГТП GVIE3557, код ГТП GVIE3558, код ГТП GVIE3559, код ГТП GVIE3560, код ГТП GVIE3561, код ГТП GVIE3562, код ГТП GVIE3563, код ГТП GVIE3564, код ГТП GVIE3565, код ГТП GVIE3566, код ГТП GVIE3567, код ГТП GVIE3568, код ГТП GVIE3569, код ГТП GVIE3570, код ГТП GVIE3571)	–				420,1	420,1	420,1	420,1	420,1	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–					420,1	420,1	420,1	420,1	420,1	
ВЭС	АО «ВетроСПК»												
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3454)	–				89,8	89,8	89,8	89,8	89,8	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–					89,8	89,8	89,8	89,8	89,8	
ВЭС	АО «ВетроСПК»												
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3469)	–					140,0	140,0	140,0	140,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–						140,0	140,0	140,0	140,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования <sup>1)</sup>	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2025	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	Примечание
					Установленная мощность, МВт								
ВЭС	ПАО «Форвард Энерго»												
		–	Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3573) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3574) Ветровые агрегаты (код ГТП GVIE3575)	–				150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–					150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	

Примечание – <sup>1)</sup> В соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, поставщики мощности по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, заключенным по результатам отбора проектов, вправе изменить планируемое местонахождение генерирующего объекта. В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 поставщик мощности по указанным договорам вправе до наступления даты начала поставки мощности осуществить отсрочку начала периода поставки мощности.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**

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

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

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
1	Амурской области	Амурская область	Строительство ПС 220 кВ Невельская <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2027 <sup>3)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
2	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Лопча на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,2 км и 2 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,2 2	–	–	–	–	3,2	2027 <sup>3)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
3	Амурской области	Амурская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Тында – Хорогочи на ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 1,1 км и 2,6 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	1,1 2,6	–	–	–	–	3,7	2027 <sup>3)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	45273,32	44155,42
4	Амурской области	Амурская область	Реконструкция КВЛ 220 кВ Сквородино – Тында № 2 со строительством участка до ПС 220 кВ Невельская ориентировочной протяженностью 11,2 км с образованием ВЛ 220 кВ Невельская – Сквородино <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	11,2	–	–	–	–	11,2	2027 <sup>3)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
5	Амурской области, Республики Саха (Якутия)	Амурская область, Республика Саха (Якутия)	Строительство двух одноцепных ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 193 км каждая <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×193	–	–	–	–	386	2027 <sup>3)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
6	Амурской области	Амурская область	Строительство ВЛ 220 кВ Даурия – Невельская ориентировочной протяженностью 163 км <sup>4)</sup>	ПАО «Россети»	220	км	–	–	163	–	–	–	–	163	2027 <sup>3)</sup>	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556		
7	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Лопча с установкой одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар и двух БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар каждая	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×50	–	–	–	–	–	–	50	2025	В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556	1684,50	1464,74
	Амурской области	Амурская область		ПАО «Россети»	220	Мвар	2×52	–	–	–	–	–	–	104	2025			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>								Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2025–2031				
8	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волково с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	32	2025 <sup>3)</sup>	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	700,52	698,29

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации <sup>1)</sup>							Планируемый год реализации <sup>2)</sup>	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2025–2031 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031					2025–2031
9	Амурской области	Амурская область	Реконструкция ПС 220 кВ Магдагачи с заменой трансформаторов Т-1 220/35/10 кВ мощностью 25 МВА, Т-2 220/27,5/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-3 220/35/27,5 кВ мощностью 40 МВА на два трансформатора 220/38,5/11 кВ мощностью 25 МВА каждый и два трансформатора 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый с выполнением перезавода ВЛ 220 кВ с ориентировочным увеличением протяженности ВЛ на 2,249 км	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×25	–	–	–	50	2028 <sup>3)</sup>	Реновация основных фондов	10351,15	3685,72
			ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80					
			ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2,249	–	–	–	2,249					

#### Примечания

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

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

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

4<sup>4)</sup> Мероприятие по развитию электрической сети осуществляется в рамках технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрическим сетям при реализации инвестиционных проектов за счет платы за их технологическое присоединение после разработки проектной документации, получения положительного заключения экспертизы и установления, соответственно, платы за технологическое присоединение. Определение параметров строительства таких объектов осуществляется в рамках соглашения о порядке взаимодействия заявителя и сетевой организации в целях выполнения мероприятий по технологическому присоединению по индивидуальному проекту.