

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2025–2030 ГОДЫ

ЭНЕРГОСИСТЕМА РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

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	11
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	12
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
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	19
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	19
2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Сунтар	19
2.1.2 Вилуйский энергорайон.....	21
2.1.3 Энергорайон между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15»	23
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.....	25
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	25
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	32
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	32
2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций	32
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	33
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	33
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	34
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	35
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	35
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	37
3.3	Прогноз потребления мощности	38
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	39
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	42
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	42
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 Республики Саха (Якутия)	47
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	51
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	53
4.5	Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют	55
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети	60
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию	61
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	62
7.1	Основные подходы	62
7.2	Исходные допущения	63

7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	66
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	67
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....		71
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ		72
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	74
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.....	76

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АПНУ	–	автоматика предотвращения нарушения устойчивости
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГА	–	гидроагрегат
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПП	–	главная понизительная подстанция
ГПЭС	–	газопоршневая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ДЭС	–	дизельная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КС	–	контролируемое сечение
ЛАПНУ	–	локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
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
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПО	–	программное обеспечение
Пор	–	пусковой орган
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция

РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
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
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
Т	– трансформатор
ТНВ	– температура наружного воздуха
ТП	– технологическое присоединение
ТС	– телесигнал
ТСО	– территориальная сетевая организация
ТУ	– технические условия
ТЭС	– тепловая электростанция
ТЭЦ	– теплоэлектроцентраль
УНЦ	– укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
УОГ	– Устройство отключения генерации
УОН	– устройство отключения нагрузки
УПАСК	– устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд
УШР	– управляемый шунтирующий реактор
ФОб	– фиксация отключения блока
Фол	– фиксация отключения линии электропередачи
ФосШ	– фиксация отключения системы (секции) шин
Фсм	– фиксация сброса мощности
ШР	– шинный разъединитель
$S_{длн}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	– номинальная полная мощность
$U_{ном}$	– номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Республики Саха (Якутия) за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 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 Республики Саха (Якутия) на каждый год перспективного периода (2025–2030 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 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Республики Саха (Якутия) на период до 2030 года, в том числе:

- 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 Республики Саха (Якутия) входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Якутское РДУ и обслуживает территорию одного субъекта Российской Федерации – Республика Саха (Якутия).

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

– филиал ПАО «Россети» – Якутское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Саха (Якутия);

– филиал ПАО «Россети» – Забайкальское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Республики Саха (Якутия);

– ПАО «Якутскэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Республики Саха (Якутия);

– филиал АО «ДРСК» Южно-Якутские электрические сети – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 6–110 кВ на территории Республики Саха (Якутия);

– ООО «Якутская электросетевая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 6–220 кВ на территории Республики Саха (Якутия).

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Республики Саха (Якутия) связана с энергосистемами:

– Амурской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Амурское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 3 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;

– Иркутской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Иркутское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт.;

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

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
АК «АЛРОСА» (ПАО) ГОК, в том числе:	
Айхал-Удачный	116,2

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Мирный	15,6
МГОК-Мирный	12,9
АГОК-Айхал	7,0
УГОК-Удачный	5,4
ТС ВСТО (ООО «Транснефтьэнерго», ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС» (НПС-15, НПС-16, НПС-17, НПС-18, НПС-19)), в том числе:	
НПС-15	32,2
НПС-16	31,1
НПС-17	28,6
НПС-18	31,7
НПС-19	33,0
ТС ВСТО (ООО «Транснефть – Восток»), в том числе:	
НПС-10	26,3
НПС-11	21,7
НПС-12	32,3
НПС-13	32,9
НПС-14	29,3
Более 50 МВт	
ООО «ПТВС», в том числе:	
ООО «ПТВС» г. Удачный	78,2
ООО «ПТВС» п. Айхал	1,4
ООО «ПТВС» г. Мирный	3,0
ООО «Эльгауголь»	53,8
Более 10 МВт	
АО ХК «Якутуголь»	40,5
АО «Полюс Алдан»	29,0
АО «ГОК «Денисовский»	26,1
АО «Золото Селигдара», в том числе:	
АО «Золото Селигдара» месторождение Нижне-Якокитское	11,1
АО «Золото Селигдара» месторождение Рябиновое	11,6
АО «Золото Селигдара» месторождение Самолазовское	3,5
АО «Золото Селигдара» месторождение Селигдар	1,2
ООО «УК «Колмар» (АО «ГОК «Инаглинский»)	18,4
АО «РНГ»	17,4
АО «ЮВГК» (Нежданинский ГОК)	13,9
АО ПО «Якутцемент»	13,3

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) на 01.01.2024 составила 2007,4 МВт, в том числе: ГЭС – 957,5 МВт, ТЭС – 1049,9 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 Республики Саха (Якутия), МВт

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	2031,4	–	24,0	–	–	2007,4
ГЭС	957,5	–	–	–	–	957,5
ТЭС	1073,9	–	24,0	–	–	1049,9
в том числе:						
Южно-Якутский энергорайон	618,0	–	24,0	–	–	594,0
ТЭС	618,0	–	24,0	–	–	594,0
Западный энергорайон	984,7	–	–	–	–	984,7
ГЭС	957,5	–	–	–	–	957,5
ТЭС	27,2	–	–	–	–	27,2
из них: Резервные ДЭС	27,2	–	–	–	–	27,2
Центральный энергорайон	428,7	–	–	–	–	428,7
ТЭС	428,7	–	–	–	–	428,7
из них: Резервные ДЭС	82,6	–	–	–	–	82,6

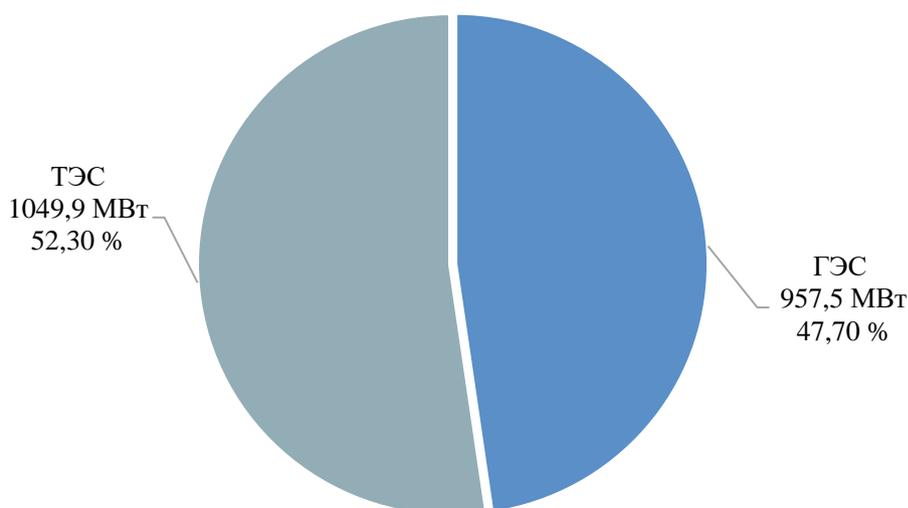


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2023 году составило 9893,1 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 4441,4 млн кВт·ч, ТЭС – 5451,7 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	8541,5	8368,7	8279,6	8075,6	9893,1
ГЭС	3438,6	2956,2	2858,9	2953,1	4441,4
ТЭС	5102,9	5412,4	5420,7	5122,4	5451,7
в том числе:					
Южно-Якутский энергорайон	3058,8	3361,4	3161,6	3069,5	3286,2
ТЭС	3058,8	3361,4	3161,6	3069,5	3286,2
Западный энергорайон	3440,1	2959,6	2863,1	2956,0	4444,0
ГЭС	3438,6	2956,2	2858,9	2953,1	4441,4
ТЭС	1,6	3,4	4,2	2,9	2,7
Центральный энергорайон	2042,5	2047,6	2255,0	2050,1	2162,8
ТЭС	2042,5	2047,6	2255,0	2050,1	2162,8

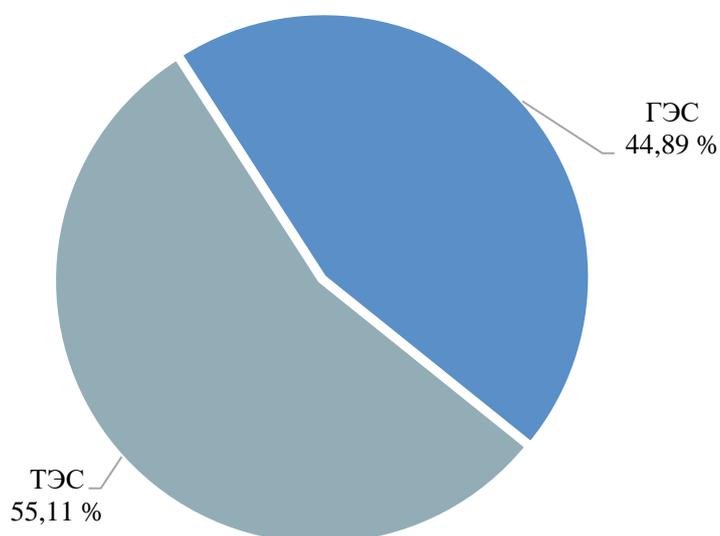


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2023 году

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) приведена в таблице 4 и на рисунках 3, 4.

Таблица 4 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7613	7493	8119	8505	8996
Годовой темп прироста, %	246,99	-1,58	8,35	4,75	5,77
Максимум потребления мощности, МВт	1327	1318	1392	1423	1525
Годовой темп прироста, %	285,76	-0,68	5,61	2,25	7,17
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5737	5685	5833	5977	5899
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	18.12 13:00	23.12 11:00	31.12 11:00	20.12 11:00	31.12 11:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-33,2	-36,8	-37,2	-37	-33,5

Примечание – С учетом присоединения Западного и Центрального энергорайонов с 2019 года.

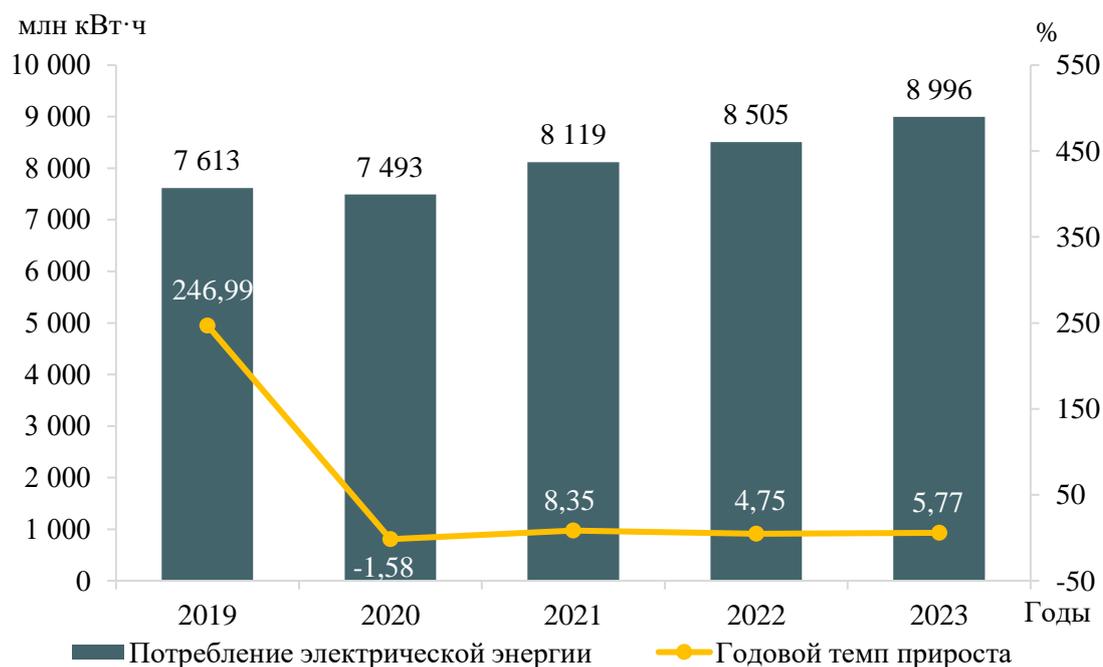


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста

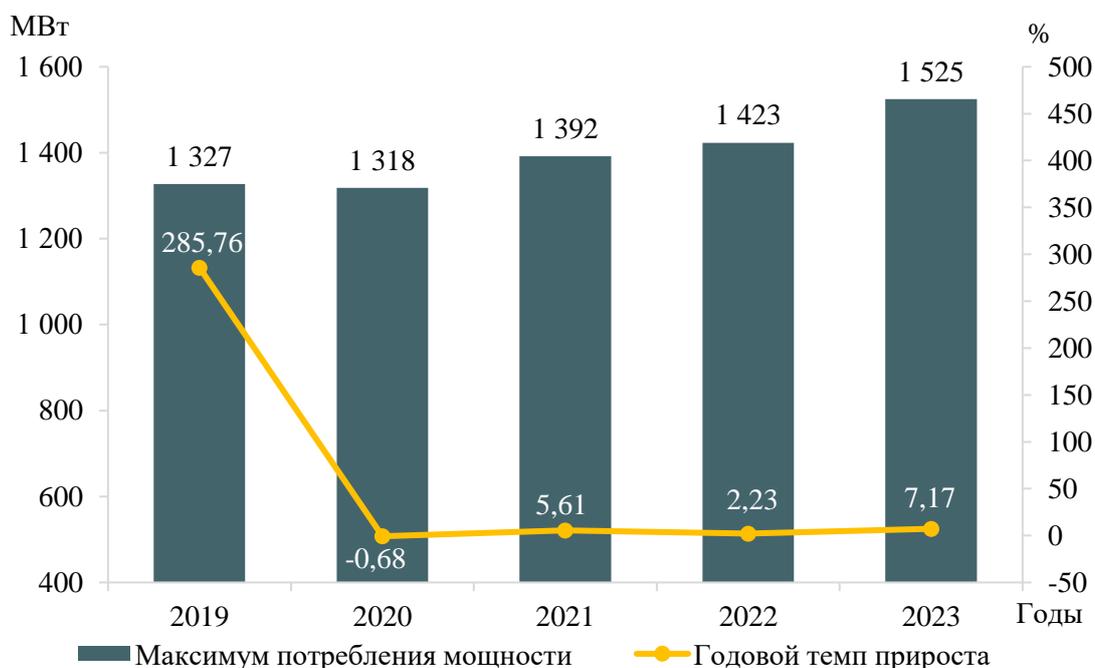


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) увеличилось на 6802 млн кВт·ч и составило в 2023 году 8996 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 32,61 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 264,99 % в 2020 году и обусловлен присоединением к энергосистеме Западного и Центрального энергорайонов Республики Саха (Якутия), ранее работающих изолированно. Снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,58 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) вырос на 1181 МВт и составил 1525 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 34,7 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 285,76 % в 2019 году, что обусловлено присоединением к энергосистеме, работавших ранее изолированно, Западного и Центрального энергорайонов со значительно большим потреблением мощности, чем в Южно-Якутском энергорайоне.

Без учета вновь присоединенных энергорайонов (в сопоставимых границах) потребление мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) увеличилось на 147 МВт при среднегодовом темпе прироста 7,38 %. Снижение мощности в регионе зафиксировано в 2020 году и составило 0,68 %, что было обусловлено эпидемиологической ситуацией в стране.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) области был зафиксирован в 2023 году в размере 1525 МВт.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) обуславливалась следующими факторами:

- присоединением к энергосистеме Республики Саха (Якутия) Западного и Центрального энергорайонов в 2019 году;

- увеличением потребления в добывающих производствах;
- значительным увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ПАО «Транснефть»;
- ростом потребления населением;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019 в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- снижением потребления АК «АЛРОСА» (ПАО), обусловленным полным выводом из эксплуатации оборудования рудника «Мир» в 2019 году, закрытием фабрики № 8 СП Айхальского ГОКа «АЛРОСА» (ПАО) и насосной станции пульпы в СП Удачинский ГОК АК «АЛРОСА» (ПАО) в 2020 году.

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 Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 5, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Республики Саха (Якутия) приведен в таблице 6.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 № 1 с отпайкой на ПС НПС-16 на ПП 220 кВ Амга протяженностью 7 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга	ПАО «Россети»	2019	6,76 км 7,02 км
2	220 кВ	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Тында II цепь с отпайкой на ПС НПС-19 на ПП 220 кВ Нагорный протяженностью 9 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Нагорный с отпайкой на ПС НПС-19 и КВЛ 220 кВ Тында – Нагорный	ПАО «Россети»	2020	2×8,72 км
3	110 кВ	Строительство двух ВЛ 110 кВ НПС-18 – КС-4 № 1 и № 2 протяженностью 8 км каждая	АО «ДРСК»	2020	7,655 км 7,637 км
4	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь до ПС 110 кВ Комсомольская протяженностью 5 км	ООО «УК «Колмар»	2021	4,95 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь до ПС 110 кВ Комсомольская протяженностью 5 км	ООО «УК «Колмар»	2021	4,87 км
6	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13 на ПС 220 кВ КС-1 протяженностью 6,28 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1 и ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13	ПАО «Россети»	2021	2×6,28 км
7	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 № 2 на ПС 220 кВ Налдинская протяженностью 7 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ НПС-18 – Налдинская и ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Налдинская	ПАО «Россети»	2021	6,888 км 6,898 км
8	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 2 протяженностью 127 км	ПАО «Россети»	2022	127 км
9	110 кВ	Строительство ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданнинская протяженностью 254,49 км	АО «Южно-Верхоянские Энергосети»	2022	254,49 км
10	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 1, № 2 до ПС 220 кВ НПС-10 протяженностью 5 км каждая	ООО «Транснефть-Восток»	2023	
11	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-19 протяженностью 8,1 км	ПАО «Россети»	2023	10 км
12	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Томмот – НПС-19	ПАО «Россети»	2023	332,68 км
13	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками до ПС 110 кВ Марха протяженностью 0,177 км	ПАО «Якутскэнерго»	2023	0,177 км
14	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками до ПС 110 кВ Марха протяженностью 0,177 км	ПАО «Якутскэнерго»	2023	0,177 км
15	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 1 с отпайкой на ПС НПС-11 на ПП 220 кВ Нюя протяженностью 0,5 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Городская – Нюя № 1 с отпайкой на ПС НПС-11 и ВЛ 220 кВ Нюя – Пеледуй № 1	ПАО «Россети»	2023	0,481 км 0,462 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	220 кВ	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 на ПП 220 кВ Нюя протяженностью 0,5 км каждый с образованием ВЛ 220 кВ Городская – Нюя № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 и ВЛ 220 кВ Нюя – Пеледуй № 2	ПАО «Россети»	2023	0,437 км 0,42 км
17	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Нюя – Чаянда I цепь протяженностью 66,421 км	ПАО «Россети»	2023	66,421 км
18	220 кВ	Строительство ВЛ 220 кВ Нюя – Чаянда II цепь протяженностью 66,421 км	ПАО «Россети»	2023	66,421 км
19	220 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 220 кВ Пеледуй – НПС-9 № 2 до ПС 220 кВ НПС-10 протяженностью 5 км каждая	ООО «Транснефть-Восток»	2023	5 км
20	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Радиоцентр с отпайками до ПС 110 кВ Судоверфь протяженностью 4,91 км	ПАО «Якутскэнерго»	2023	4,91 км
21	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС Новая – Кангалассы с отпайками до ПС 110 кВ Судоверфь протяженностью 3,941 км	ПАО «Якутскэнерго»	2023	3,941 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	220 кВ	Строительство ПП 220 кВ Амга	ПАО «Россети»	2019	–
2	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Городская с установкой ШПР 220 кВ мощностью 63 Мвар	ПАО «Россети»	2019	1×63 Мвар
3	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-3 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2019	2×10 МВА
4	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-11 с заменой Т-1 220/10 кВ и Т-2 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×40 МВА
5	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ НПС-19 с заменой Т-1 220/10 кВ и Т-2 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Олекминск с заменой Т-1 220/35/6 кВ и Т-2 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 220/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	2019	2×40 МВА
7	220 кВ	Строительство ПП 220 кВ Нагорный	ПАО «Россети»	2020	–
8	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-5 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×10 МВА
9	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ КС-4 с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «ДРСК»	2020	2×10 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Алдан с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «ДРСК»	2021	25 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Комсомольская с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «УК «Колмар»	2021	2×16 МВА
12	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ КС-1 с двумя трансформаторами 220/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×25 МВА
13	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Налдинская с двумя трансформаторами 220/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и двумя трансформаторами 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети»	2021	2×63 МВА 2×25 МВА
14	220 кВ	Реконструкция Нерюнгринской ГРЭС с заменой 1АТ 220/110/35 кВ и 2АТ 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА каждый на два трансформатора 220/110/35 кВ мощностью 250 МВА каждый	АО «ДГК»	2022	2×250 МВА
15	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Нежданинская с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощность 25 МВА каждый, одного УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар и трех БСК 110 кВ мощность 10 Мвар каждая	АО «Южно-Верхоянские Энергосети»	2022	2×25 МВА 25 Мвар 3×10 Мвар
16	220 кВ	Строительство ПП 220 кВ Нюя	ПАО «Россети»	2023	–
17	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Чайнда с двумя автотрансформаторами 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети»	2023	2×63 МВА
18	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ НПС-10 с трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 40 МВА	ООО «Транснефть-Восток»	2023	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
19	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Марха с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	2023	2×16 МВА
20	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Судоверфь с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	2023	2×10 МВА

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

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

На территории Республики Саха (Якутия) к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относятся:

- энергорайон расположения ПС 220 кВ Сунтар;
- Вилюйский энергорайон;
- энергорайон между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15».

2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Сунтар

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Сунтар.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий и энергорайона расположения ПС 220 кВ Сунтар

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов во всех режимно-балансовых условиях в нормальной схеме при возникновении нормативного возмущения, связанного с отключением 1 С 220 кВ ПС 220 кВ Сунтар, происходит отключение потребителей, электроснабжение которых осуществляется от шин 110 кВ ПС 220 кВ Сунтар в объеме до 125 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Сунтар, токовая нагрузка АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Сунтар превышает ДДТН на величину до 82 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 51 МВт	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	Отсутствуют	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА

2.1.2 Виллойский энергорайон

В таблице 8 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в Виллойском энергорайоне.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий Вилуйского энергорайона

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар, происходит снижение уровней напряжения в узлах электрической сети ниже МДН. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 6,6 МВт</p>	<p>Установка БСК 110 кВ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью 27 Мвар</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Установка БСК 110 кВ на ПС 220 кВ Сунтар мощностью 27 Мвар</p>

2.1.3 Энергорайон между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15»

В таблице 9 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15».

Таблица 9 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергорайона между КС «Районная – Городская» и «Нижний Куранах – НПС-15»

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением 2 С 220 кВ ПС 220 кВ Районная, переток активной мощности в КС «Районная – Городская» превышает МДП на величину до 132 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 132 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Районная устройства АПНУ с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Районная устройства АПНУ с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий</p>

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 10 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 10 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С		
		Западный энергорайон	Центральный энергорайон	Южно-Якутский энергорайон
2019	18.12.2019	-31,3	-42,6	-28,6
	19.06.2019	18,4	21,6	16,4
2020	16.12.2020	-30,2	-47,9	-35,9
	17.06.2020	13,5	20,8	17,8
2021	15.12.2021	-35,0	-36,5	-36,8
	16.06.2021	17,1	19,7	11,1
2022	21.12.2022	-38,4	-36,5	-37,9
	15.06.2022	19,0	14,8	14,4
2023	20.12.2023	-25,5	-40,3	-28,2
	21.06.2023	14,0	15,8	5,5

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Якутскэнерго»

Рассмотрены предложения ПАО «Якутскэнерго» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 11 представлены данные контрольных замеров за период

2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 12 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 13 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 11 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, 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
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 110 кВ Борогонцы	110	1Т	115	10	9,93	12,78	9,64	11,43	10,74	4,05	4,26	5,4	5,38	5,52	–
		35		38,5												
		10		10												
		110	2Т	115	10											
		35		38,5												
		11		11												
2	ПС 110 кВ Нюрба	110	Т-1	115	25	27,40	34,50	39,10	33,0	42,84	6,40	5,80	5,0	4,60	8,08	4,0
		35		38,5												
		10		11												
		110	Т-2	115	25											
		35		38,5												
		10		11												
3	ПС 110 кВ Сулгачи	110	1Т	115	16	11,33	10,80	10,40	10,10	10,23	2,10	5,70	5,80	6,0	3,47	–
		35		38,5												
		10		11												
		110	2Т	115	6,3											
		35		38,5												
		10		11												
4	ПС 110 кВ Солнечный	110	1Т	115	10	4,40	5,40	5,30	5,0	5,34	8,80	10,90	9,90	11,20	10,93	–
		35		38,5												
		10		11												
		110	2Т	115	16											
		35		38,5												
		10		11												

Таблица 12 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ 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 Борогонцы	1Т	ТДТН-10000/110У1	1992	75	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-10000/110У1	1992	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Нюрба	Т-1	ТДТН-25000/110	2015	100	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		Т-2	ТДТН-25000/110	2017	75	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
3	ПС 110 кВ Сулгачи	1Т	ТДТН-16000/110	1987	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТМТН-6300/110	2007	88	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Солнечный	1Т	ТДТН-10000/110	1979	100	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		2Т	ТДТН-16000/110	1979	88	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

Таблица 13 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	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 на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА							
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.		
1	ПС 110 кВ Борогонцы	2020 / зима	12,78	ПС 110 кВ Борогонцы	ГУП «ЖКХ РС (Я)»	30.11.2023	1023Н0371	2025	0,863	0	0,38	0,604	13,67	13,67	13,67	13,67	13,67	13,67		
								2024	0,922	0,037	0,22–0,38	0,089								
				2025	0,152	0	0,38	0,015	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)											
				2024	0,025	0	0,38	0,003	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)											
				2025	0,319	0	0,38	0,032	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)											
				2024	0,196	0,069	0,22–0,38	0,013	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)											
				2024	0,045	0,008	0,22–0,38	0,004	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)											
				2024	0,079	0	0,22–0,38	0,008	ТУ на ТП менее 670 кВт (6 шт.)											
				2024	0,03	0,007	0,22–0,38	0,002	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)											
				2025	0,02	0	0,22	0,002	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)											
				2024	0,26	0	0,22–0,38	0,026	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)											
				2024	0,085	0	0,38	0,009	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)											
2024	0,124	0,009	0,22–0,38	0,012	ТУ на ТП менее 670 кВт (8 шт.)															
2024	0,015	0	0,38	0,002	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)															
2024	0,015	0	0,22	0,002	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)															
2	ПС 110 кВ Нюрба	2023 / зима	42,84	ПС 110 кВ Нюрба	Администрация МО Город Нюрба МО	25.01.2022	1021Н0506	2024	1,470	0	0,38	0,588	44,41	45,99	45,99	45,99	45,99	45,99		
					Администрация МО Город Нюрба МО	05.09.2022	1022Н0334	2026	3,600	0	0,38	1,440								
					Администрация Октябрьский наслег Нюрбинского района МО	01.04.2022	1022Н0052	2024	0,810	0	10	0,324								
					ТУ на ТП менее 670 кВт (125 шт.)						2024	2,154							0,361	0,22–0,38
				2025	1,07	0,014	0,38–10	0,106	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)											
				2024	0,064	0,025	0,38	0,004	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)											
				2024	0,03	0	0,22–0,38	0,003	ТУ на ТП менее 670 кВт (3 шт.)											
				2024	0,307	0,025	0,22–0,38	0,028	ТУ на ТП менее 670 кВт (22 шт.)											
				2025	0,053	0	0,38	0,005	ТУ на ТП менее 670 кВт (22 шт.)											
				2024	0,313	0,106	0,38	0,021	ТУ на ТП менее 670 кВт (21 шт.)											
				2024	0,782	0,149	0,22–0,38	0,063	ТУ на ТП менее 670 кВт (25 шт.)											
				2024	0,106	0,04	0,22–0,38	0,007	ТУ на ТП менее 670 кВт (10 шт.)											
				2024	0,888	0,303	0,22–0,38	0,059	ТУ на ТП менее 670 кВт (32 шт.)											
				2025	0,126	0	0,38–10	0,013	ТУ на ТП менее 670 кВт (32 шт.)											
				2026	0,254	0	0,38	0,025	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)											
2024	0,417	0,045	0,22–0,38	0,037	ТУ на ТП менее 670 кВт (14 шт.)															
2024	0,2	0,011	0,38	0,019	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)															
2024	0,084	0,02	0,22–0,38	0,006	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)															
3	ПС 110 кВ Сулгачи	2019 / зима	11,33	ПС 110 кВ Сулгачи				2024	0,047	0	0,22–0,38	0,005	11,56	11,56	11,56	11,56	11,56	11,56		
					2024	1,423	0,086	0,22–0,38	0,134											
				2025	0,121	0,039	0,38	0,008	ТУ на ТП менее 670 кВт (20 шт.)											
				2024	0,04	0	0,38	0,004	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)											
				2024	0,32	0,015	0,22–0,38	0,031	ТУ на ТП менее 670 кВт (10 шт.)											
				2024	0,199	0	0,22–0,38	0,02	ТУ на ТП менее 670 кВт (7 шт.)											
				2024	0,083	0,005	0,22–0,38	0,008	ТУ на ТП менее 670 кВт (5 шт.)											
2024	0,081	0,015	0,22–0,38	0,007	ТУ на ТП менее 670 кВт (8 шт.)															
2024	0,005	0	0,22	0,001	ТУ на ТП менее 670 кВт (1 шт.)															
4	ПС 110 кВ Солнечный	2022 / лето	11,2	ПС 110 кВ Солнечный	Бриндакит Старательская артель ООО	11.01.2022	1021Н0486	2024	0,5	0	35	0,400	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92	12,92		
				ПС 35 кВ Югорёнок	ООО «Гранд маркет»	12.04.2021	1021Н0079	2024	1,5	0	10	1,200								

ПС 110 кВ Борогонцы.

Согласно данным в таблицах 11, 12, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 12,78 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,5 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -47,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,02 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,89 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

$S_{срм}$ – 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:

$$S_{персп}^{тр} = 12,78 + 0,89 + 0 - 0 = 13,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,9 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Борогонцы ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Борогонцы расчетный объем ГАО составит 1,67 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 13,67 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 1Т и 2Т 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Сулгачи.

Согласно данным в таблицах 11, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 11,33 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (1Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (2Т) составит 143,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-42,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,16 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,23 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,33 + 0,23 + 0 - 0 = 11,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (1Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (2Т) составит 146,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сулгачи ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (1Т) на ПС 110 кВ Сулгачи расчетный объем ГАО составит 3,69 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 2Т на трансформатор мощностью не менее 11,56 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 существующего силового трансформатора 2Т 6,3 МВА на 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Солнечный.

Согласно данным в таблицах 11, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2022 года и составила 11,2 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (2Т) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (1Т) составит 107,5 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $+14,8\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки трансформаторов составляет 1,042.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,72 МВА).

Согласно информации от ПАО «Якутскэнерго» в соответствии с ТУ на ТП ООО «Гранд Маркет» (от 12.04.2021 № 1021Н0079 заявленной мощностью 1,5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солнечный с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор большей мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,2 + 1,72 + 0 - 0 = 12,92 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (2Т) загрузка оставшегося в работе трансформатора (1Т) составит 124 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солнечный ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения наиболее мощного трансформатора (2Т) на ПС 110 кВ Солнечный расчетный объем ГАО составит 2,5 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора 1Т на трансформатор мощностью не менее 12,92 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 существующего силового трансформатора 1Т 10 МВА на 16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Нюрба.

Согласно данным в таблицах 11, 12 фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 42,84 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора, с учетом перевода нагрузки, составит 111,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -35 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 8,0 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,15 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 42,84 + 3,15 + 0 - 8,0 = 37,99 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 121,6 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нюрба ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Нюрба расчетный объем ГАО составит 6,7 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 37,99 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 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 Республики Саха (Якутия) 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 Республики Саха (Якутия), отсутствуют.

2.2.4 Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

В таблице 14 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 14 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 14 – Не принятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Якутскэнерго»	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Нижний Бестях (Установка третьего трансформатора на 40000 кВА)
2	ПАО «Якутскэнерго»	Строительство ПС 110/10 кВ Спортивная с двумя ответвительными ВЛ 110 кВ
3	ПАО «Якутскэнерго»	Строительство ПС 110/10 кВ Речпорт с двумя ответвительными ВЛ 110кВ
4	ПАО «Якутскэнерго»	Строительство ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба

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

Строительство ПС 110 кВ Чульман с заходами ВЛ 110 кВ.

Замещающие мероприятия вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Чульманской ТЭЦ.

Для обеспечения вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ, планируется:

– строительство ПС 110 кВ Чульман с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками со строительством участка до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,1 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками со строительством участка до ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками ориентировочной протяженностью 0,1 км и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ;

– реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками со строительством участка от Чульманской ТЭЦ до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,26 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимныр с отпайками от Чульманской ТЭЦ;

– демонтаж участка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками от Чульманской ТЭЦ.

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

Срок реализации мероприятия(й) – 2026 год.

Мероприятия для увеличения пропускной способности контролируемого сечения «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18».

В целях увеличения пропускной способности контролируемого КС «Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18» и исключения необходимости ввода ГАО в режимах зимних максимальных нагрузок предусмотрено выполнение следующих мероприятий (реализуются в рамках схемы выдачи мощности Южно-Якутской ТЭС):

– строительство ВЛ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС – Нижний Куранах ориентировочной протяженностью 265 км (2027 год);

– строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 на Южно-Якутскую ТЭС ориентировочной протяженностью 5 км каждый (2026 год).

Предусматривается подключение ВЛ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС – Нижний Куранах к ПС 220 кВ Нижний Куранах через развилку из выключателей.

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

Срок реализации мероприятия(й) – 2026–2027 год.

Строительство ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба.

В настоящее время электроснабжение Сунтарского района осуществляется от ПС 220 кВ Сунтар. Электроснабжение Нюрбинского, Верхневилуйского и Вилуйского районов Республики Саха (Якутия) осуществляется по одноцепному транзиту 110 кВ Сунтар – Нюрба – Верхневилуйск – Вилуйск.

В соответствии с данными собственника оборудования (ПАО «Якутскэнерго») на сегодняшний день часть участков (сегментов) ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с отпайками имеет критический индекс технического состояния. При этом реализация мероприятия по замене опор существующей ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с отпайками приведет к длительным перерывам в электроснабжении потребителей Вилуйского энергорайона в период реконструкции.

С учетом информации о неудовлетворительном техническом состоянии существующей ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба с отпайками решение о строительстве новой ВЛ 110 кВ Сунтар – Нюрба необходимо принимать в рамках процедуры вывода из эксплуатации существующей ЛЭП в соответствии с порядком, определенным Постановлением Правительства РФ № 86 [3], при условии подачи ПАО «Якутскэнерго» соответствующего заявления.

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 2025–2030 годы

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

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия), учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Республики Саха (Якутия)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 100 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	ГОК «Инаглинский»	УК «ТОР «Южная Якутия»	7,0	50,981	220	2024	Нерюнгринская ГРЭС ПС 220 кВ НПС-18
2	Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение	ООО «Газпром Добыча Ноябрьск»	0,0	50,1	220	2024	ПС 220 кВ Городская ПС 220 кВ Пеледуй
Более 10 МВт							
3	АО «Полюс Алдан»	АО «Полюс Алдан»	0,0	40,0	110	2027	ПС 220 кВ Томмот
4	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	0,0	30,0	220	2027	ПС 220 кВ Сыллахская
5	ООО «Рудник Таборный	ООО «Рудник Таборный»	0,0	20,0	220	2027 2028	ПС 220 кВ Таборная
6	ПС 110 кВ Мурбай	ООО «Энергосеть»	0,0	14,2	110	2024	ПС 220 кВ Городская ПС 110 кВ Ленская
7	Маччобинское НГКМ. ПС 110 кВ Маччоба	ООО «Саханефть»	0,0	14,0	110	2024	ПС 220 кВ Районная ПС 110 кВ Интернациональная
8	ГОК «Нежданинское»	АО «ЮВГК»	21,0	11,9	110	2024 2027	ПС 110 кВ Хандыга
9	ГОК «Таежный»	ЗАО «ГМК «Тимир»	0,0	10,0	110	2027	ПС 110 кВ Малый Нимныр

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) на период 2025–2030 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	9679	9914	10259	10525	11213	11632	11641
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	235	345	266	688	419	9
Годовой темп прироста, %	–	2,43	3,48	2,59	6,54	3,74	0,08

Потребление электрической энергии по энергосистеме Республики Саха (Якутия) прогнозируется на уровне 11641 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,75 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2028 году и составит 688 млн кВт·ч или 6,54 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2030 году и составит 9 млн кВт·ч или 0,08 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 15.

Изменение динамики потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.



Рисунок 5 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных предприятий по добыче и переработки полезных ископаемых;
- увеличением объемов перекачки нефти в трубопроводной системе ООО «Транснефть-Восток»;
- увеличением потребления на собственные нужды электростанций.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия)

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1560	1603	1621	1731	1791	1791	1790
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	43	18	110	60	0	-1
Годовой темп прироста, %	–	2,76	1,12	6,79	3,47	0,00	-0,06

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	6204	6185	6329	6080	6261	6495	6503

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) к 2030 году прогнозируется на уровне 1790 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,32 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2027 году и составит 110 МВт или 6,79 %, что обусловлено, главным образом, вводом объектов по добыче и переработке полезных ископаемых; снижение ожидается в 2030 году и составит 1 МВт или 0,06 %. В 2029 году изменения годового прироста не планируется.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума в 2030 году прогнозируется на уровне 6503 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста представлены на рисунке 6.

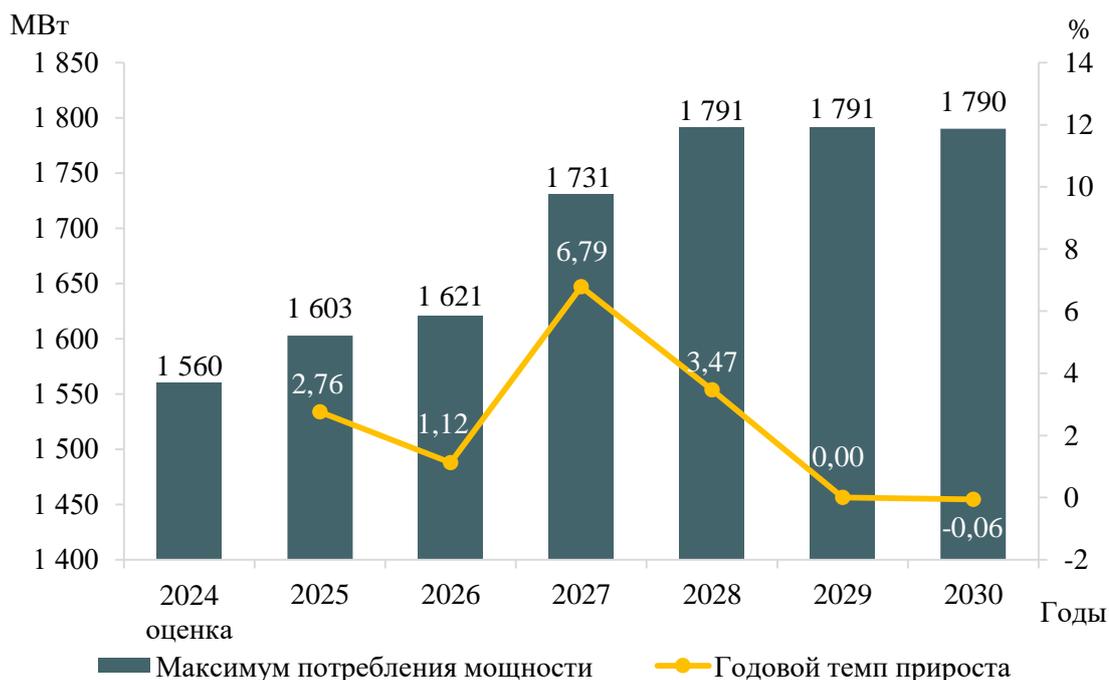


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2024 году составляют 12 МВт, в период 2025–2030 годов составляют 222,5 МВт.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	12,0	40,4	12,0	170,1	–	–	–	222,5
ТЭС	12,0	40,4	12,0	170,1	–	–	–	222,5

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 1677 МВт, в том числе ГЭС – 104 МВт, ТЭС – 1573 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2024 году и в период 2025–2030 годов представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Всего за 2025– 2030 гг.
Всего	–	83	300	744	550	–	–	1677
ГЭС	–	–	–	104	–	–	–	104
ТЭС	–	83	300	640	550	–	–	1573

В связи с интенсивными планами по технологическому присоединению новых крупных потребителей планируется сооружение Новоленской ТЭС установленной мощностью 550 МВт в 2028 году.

Ввод гидроагрегата № 4 на Светлинской ГЭС в 2027 году предусмотрен в соответствии с инвестиционной программой АО «Вилуйская ГЭС-3», утвержденной приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) от 30.11.2023 № 574-ОД.

Ввод в работу гидроагрегата ст. № 4 Светлинской ГЭС позволяет исключить негативное влияние на фундаментную плиту здания ГЭС, обусловленное отсутствием переменных нагрузок от периодического осушения и заполнения водопропускных трактов ГА № 4 и отсутствием динамической нагрузки от не смонтированного оборудования ГА № 4, которое может привести к разрушению плотины.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2030 году составит 3521,9 МВт. К 2030 году в структуре генерирующих мощностей энергосистемы Республики Саха (Якутия) по сравнению с отчетным годом доля ТЭС возрастет с 52,30 % до 69,86 %, доля ГЭС снизится с 47,70 % до 30,14 %.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) представлена в таблице 20. Структура установленной

мощности электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) представлена на рисунке 7.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия), МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	2067,4	2109,9	2397,9	2971,9	3521,9	3521,9	3521,9
ГЭС	957,5	957,5	957,5	1061,5	1061,5	1061,5	1061,5
ТЭС	1109,9	1152,4	1440,4	1910,4	2460,4	2460,4	2460,4

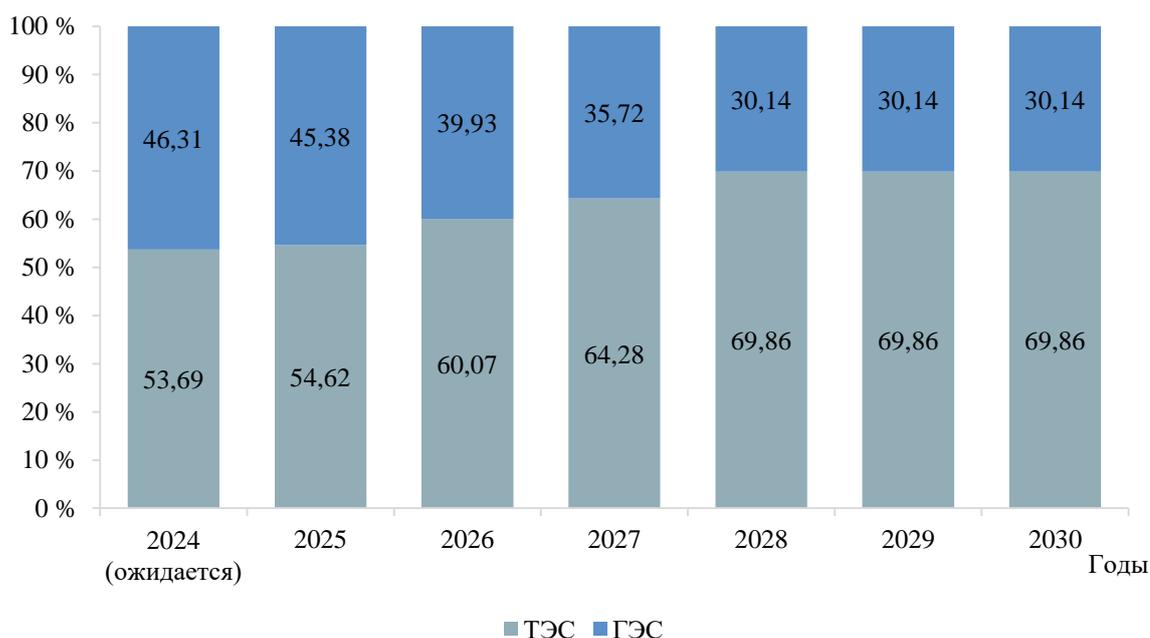


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия)

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ	ПАО «Якутскэнерго»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	–	63	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой БСК 110 кВ мощностью 27 Мвар	ПАО «Якутскэнерго»	110	Мвар	1×27	–	–	–	–	–	–	–	27	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Создание на ПС 220 кВ Районная устройства АПНУ с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий ¹⁾	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5		ООО «ЯЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	
6		ПАО «Якутскэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	
7		ООО «ЯГК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	–	х	

Примечания

1 ¹⁾ Создание устройства АПНУ на ПС 220 кВ Районная с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий предусматривает:

1) создание на ПС 220 кВ Районная устройств:

- ЛАПНУ;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
- устройство телемеханики;
- датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
- ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Районная;
- ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Районная;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь;
- ПОр ФСМ Мирный (суммарный переток по ВЛ 220 кВ Районная – Мирный № 1 и № 2);
- ДМ на ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
- ДМ на ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
- ДМ на ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- ДМ на ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- ДМ на ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;
- ДМ на ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь;

2) создание на ПС 220 кВ Сунтар устройств:

- ФОЛ ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;

- УПАСК ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар;
- УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
- УОН;
- ПОр ФСМ ПС 220 кВ Сунтар (суммарный переток по АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Сунтар);
- 3) создание на ПС 220 кВ КС-1 устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-12;
 - устройства телемеханики;
 - ДМ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - ДМ ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
- 4) создание на ПС 220 кВ Городская устройств:
 - устройство телемеханики;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Городская;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Городская;
 - УОН;
 - ПОр ФСМ Чайядинского нефтегазоконденсатного месторождения (суммарный переток по ВЛ 220 кВ Городская – Пеледуй (Нюя) № 1 и № 2 с отпайкой на ПС НПС-11);
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 1;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Городская – Районная № 2;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
- 5) создание на ПС 220 кВ НПС-12 устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
 - устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ НПС-12 – КС-1;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 I цепь;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Городская – НПС-12 II цепь;
- 6) создание на ПС 220 кВ Олекминск устройств:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Олекминск;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Олекминск;
 - УОН;

- УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар;
 - ДМ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
- 7) создание на ПС 220 кВ НПС-13 устройств:
- ФОЛ ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС-13;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ КС-1 – НПС-13;
 - устройство телемеханики;
- 8) создание на Вилюйской ГЭС устройств:
- УОГ;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - УПАСК ВЛ 220кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал II цепь;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал;
 - устройство телемеханики;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ФОСШ 1СШ 220 кВ Вилюйской ГЭС;
 - ФОСШ 2СШ 220 кВ Вилюйской ГЭС;
 - ФОСШ 3СШ 220 кВ Вилюйской ГЭС;
 - ФОСШ 4СШ 220 кВ Вилюйской ГЭС;
 - ФОб 1Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОб 2Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОб 3Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОб 4Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОб 5Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОб 6Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОб 7Г Вилюйской ГЭС;
 - ФОб 8Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 1Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 2Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 3Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 4Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 5Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 6Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 7Г Вилюйской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 8Г Вилюйской ГЭС;
 - Пор ФСМ Айхало – Удачинского энергорайона (суммарный переток по трем ЛЭП 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал);
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 1 с отпайкой на ПС Чернышевская;
 - ДМ на ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Районная № 2 с отпайкой на ПС Чернышевская;
- 9) создание на ПС 220 кВ Айхал устройств:
- УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал II цепь;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Вилюйская ГЭС – Айхал;
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Л-205 (Айхал – ГПП-6);
 - УПАСК ВЛ 220 кВ Л-207 (Айхал – ГПП-6);
 - УОН;
- 10) создание на ПС 220 кВ ГПП-6 устройств:
- УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 1;

- УПАСК ВЛ 220 кВ Айхал – ГПП-6 № 3;
- УОН;
- 11) создание на Светлинской ГЭС устройств:
 - датчик измерения активной мощности на 1Г Светлинской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 2Г Светлинской ГЭС;
 - датчик измерения активной мощности на 3Г Светлинской ГЭС;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная I цепь;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Светлинская ГЭС – Районная II цепь;
 - ФОСШ 1С 220 кВ Светлинской ГЭС;
 - ФОСШ 2С 220 кВ Светлинской ГЭС;
 - ФОБ 1Г Светлинской ГЭС;
 - ФОБ 2Г Светлинской ГЭС;
 - ФОБ 3Г Светлинской ГЭС;
 - устройство телемеханики;
- 12) создание на ПС 220 кВ НПС-15:
 - устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 1 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Олекминск № 2 с отпайкой на ПС НПС-14;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ НПС-15;
- 13) создание на ПС 220 кВ Нижний Куранах:
 - устройство телемеханики;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16;
 - датчик измерения активной мощности на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – НПС-15 с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16;
 - ФОСШ 1С 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах;
 - ФОСШ 2С 220 кВ ПС 220 кВ Нижний Куранах;
- 14) создание на ПС 220 кВ Амга:
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ НПС-15 – Амга;
 - ФОЛ ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16.

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 Республики Саха (Якутия)

В таблице 22 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 Республики Саха (Якутия).

Таблица 22 – 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 Республики Саха (Якутия)

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Строительство ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Невельская № 1 и № 2 ориентировочной протяженностью 191,9 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×191,9	–	–	–	383,8	Обеспечение выдачи мощности блоков № 4 и № 5 Нерюнгринской ГРЭС	ПАО «РусГидро»	570	450
2	Строительство ПС 110 кВ Тимир с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ЗАО ГМК «Тимир»	110	МВА	–	–	–	1×16	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО ГМК «Тимир»	ЗАО ГМК «Тимир»	–	10
3	Строительство ВЛ 110 кВ Малый Нимныр – Тимир ориентировочной протяженностью 7 км	ЗАО ГМК «Тимир»	110	км	–	–	–	7	–	–	–	7				
4	Реконструкция ПС 110 кВ Дежнёвская с заменой трансформаторов 1Т 110/6/6 кВ и 2Т 110/6/6 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ГОК «Денисовский»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «ГОК «Денисовский»	АО «ГОК «Денисовский»	15,7	7,32
5	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечный с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Гранд Маркет»	ООО «Гранд Маркет»	–	1,5
6	Строительство ПС 110 кВ Мостовой переход с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 6,3 МВА	ООО «Восьмая концессионная компания»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Восьмая концессионная компания»	ООО «Восьмая концессионная компания»	–	4,9
7	Строительство отпайки от КВЛ 110 кВ Майя – Табага на ПС 110 кВ Мостовой переход ориентировочной протяженностью 3,6 км	ООО «Восьмая концессионная компания»	110	км	3,6	–	–	–	–	–	–	3,6				
8	Реконструкция ПС 110 кВ Хандыга с установкой одного УШР 110 кВ мощностью 25 Мвар	ПАО «Якутскэнерго»	110	Мвар	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»	АО «Южно-Верхоянская Горнодобывающая Компания»	21	11,9
9	Строительство ПС 110 кВ Менкече с одним трансформатором 110/6 кВ мощностью 16 МВА		110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16				
10	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Хандыга – Нежданнинская на ПС 110 кВ Менкече ориентировочной протяженностью 10 км		110	км	1×10	–	–	–	–	–	–	10				
11	Строительство ПС 110 кВ Иктех с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 4 МВА	ООО «ИНК»	110	МВА	1×4	–	–	–	–	–	–	4	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ИНК»	ООО «ИНК»	–	3,0

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
12	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Л-102 (Мирный – Городская) на ПС 110 кВ Иктех ориентировочной протяженностью 13,7 км	ООО «ИНК»	110	км	13,7	–	–	–	–	–	–	–	13,7				
13	Строительство ПС 110 кВ Маччоба с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Саханефть»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Саханефть»	ООО «Саханефть»	–	14
14	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Л-135 (Районная – Интернациональная) и ВЛ 110 кВ Л-136 (Районная – Интернациональная) до ПС 110 кВ Маччоба ориентировочной протяженностью 1,2 км каждая	ООО «Саханефть»	110	км	2×1,2	–	–	–	–	–	–	–	2,4				
15	Реконструкция ПС 220 кВ Эльгауголь с установкой второго автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 125 МВА	ПАО «Россети»	220	МВА	1×125	–	–	–	–	–	–	–	125	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Эльгауголь»	ООО «Эльгауголь»	–	44
16	Строительство ВЛ 220 кВ Призейская – Эльгауголь № 2 ориентировочной протяженностью 279 км	ПАО «Россети»	220	км	279	–	–	–	–	–	–	–	279				
17	Строительство ПС 220 кВ Сыллахская с двумя трансформаторами 220/6 кВ мощностью 32 МВА каждый	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	220	МВА	–	–	–	2×32	–	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АнтрацитИнвестПроект»	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	–	30
18	Строительство ВЛ 220 кВ Талума (Антрацит) – Сыллахская ориентировочной протяженностью 55 км	ООО «Антрацит-ИнвестПроект»	220	км	–	–	–	55	–	–	–	–	55				
19	Реконструкция ПС 220 кВ Хани с установкой одной БСК 220 кВ мощностью 52 Мвар, одной БСК мощностью 26 Мвар и одного УШР 220 кВ мощностью 50 Мвар	ПАО «Россети»	220	Мвар	1×52	–	–	–	–	–	–	–	78	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Удоканская медь»	ООО «Удоканская медь»	–	116
					1×26												
20	Строительство ПС 220 кВ Таборная с одним трансформатором 220/35/6 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Рудник Таборный»	220	МВА	–	–	–	1×25	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Рудник Таборный»	ООО «Рудник Таборный»	–	20
21	Строительство ВЛ 220 кВ Золотинка – Таборная ориентировочной протяженностью 100 км	ООО «Рудник Таборный»	220	км	–	–	–	100	–	–	–	–	100				
22	Строительство ПП 220 кВ Золотинка	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	х	–	–	–	–	х				
23	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Хани – Чара № 1 на ПП 220 кВ Золотинка ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×1	–	–	–	–	2				
24	Строительство ПС 110 кВ Южный Куст с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Полос Алдан»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Полос Алдан»	АО «Полос Алдан»	–	40
25	Строительство КВЛ 110 кВ Томмот – Южный Куст I, II цепь ориентировочной протяженностью 31 км	АО «Полос Алдан»	110	км	–	–	–	2×31	–	–	–	–	62				
26	Строительство ПС 110 кВ Хвойный с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Золото Селигдара»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Золото Селигдара»	АО «Золото Селигдара»	–	4,9

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
27	Строительство одноцепной ЛЭП 110 кВ Томмот – Хвойный от границы земельного участка Заявителя до ПС 110 кВ Хвойный ориентировочной протяженностью 0,1 км	АО «Золото Селигдара»	110	км	0,1	–	–	–	–	–	–	–	0,1				
28	Строительство одноцепной ЛЭП 110 кВ Томмот – Хвойный до границы земельного участка Заявителя ориентировочной протяженностью 14,5 км	АО «ДРСК»	110	км	14,5	–	–	–	–	–	–	–	14,5				
29	Строительство кабельного захода ЛЭП 110 кВ Томмот – Хвойный на ПС 220 кВ Томмот ориентировочной протяженностью 0,3 км	АО «ДРСК»	110	км	0,3	–	–	–	–	–	–	–	0,3				
30	Реконструкция ПС 110 кВ Радиоцентр с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителей МКУ «СЭГХ» ГО г. Якутск	МКУ «СЭГХ» ГО г. Якутск	–	1,799
31	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Городская – Нюя № 1 с отпайкой на ПС НПС-11 и ВЛ 220 кВ Городская – Нюя № 2 с отпайкой на ПС НПС-11 на РУ 220 кВ Новоленской ТЭС ориентировочной протяженностью 18 км каждый	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	км	–	–	–	–	4×18	–	–	–	72				
32	Строительство двухцепной ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС – Пеледуй ориентировочной протяженностью 235 км	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	км	–	–	–	–	2×235	–	–	–	470	Обеспечение выдачи мощности Новоленской ТЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	555
33	Реконструкция ПС 220 кВ Пеледуй с расширением РУ 220 кВ на четыре ячейки для подключения ВЛ 220 кВ Новоленская ТЭС – Пеледуй I, II цепь, ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 2 и ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 3	ПАО «Россети»	220	х	–	–	–	–	х	–	–	–	х				
34	Строительство ВЛ 220 кВ Пеледуй – Сухой Лог № 3 ориентировочной протяженностью 264,4 км	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	км	–	–	–	–	264,4	–	–	–	264,4				
35	Строительство ПС 110 кВ Мурбай с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «ЭнергоСеть»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ЭнергоСеть»	ООО «ЭнергоСеть»	–	14,2
36	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Городская – Ленская № 1 с отпайкой на ПС Мурья до ПС 110 кВ Мурбай ориентировочной протяженностью 10 км	ООО «ЭнергоСеть»	110	км	10	–	–	–	–	–	–	–	10				

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 23.

Таблица 23 – 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ПС 110 кВ Чульман с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ
2	Демонтаж участка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	
3	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками со строительством участка до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,1 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,1	–	–	–	–	0,1	
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками со строительством участка до ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками ориентировочной протяженностью 0,1 км и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,1	–	–	–	–	0,1	
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками со строительством участка от Чульманской ТЭЦ до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,26 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,26	–	–	–	–	0,26	
6	Строительство ВЛ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС – Нижний Куранах ориентировочной протяженностью 265 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	265	–	–	–	265	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 на Южно-Якутскую ТЭС ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×5	–	–	–	–	10	

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 24.

Таблица 24 – 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
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечный с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Гранд Маркет»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Нюрба с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Борогонцы с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	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

4.5 Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

В таблице 25 приведена предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют.

Итоговые мероприятия по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обеспечивающие возможность технологического присоединения объектов по производству электрической энергии, должны быть определены в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 861 [4], а также Правилами, утвержденными Приказом Минэнерго России № 1195 [5], и Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем [1].

Таблица 25 – Предварительная информация по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, учитываемая в качестве мероприятий по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии, договоры на технологическое присоединение которых отсутствуют

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030			
1	Строительство РУ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС	220	х	–	–	х	–	х	–	–	х	Южно-Якутская ТЭС	ООО «Газпром энерго-холдинг»	330
2	Строительство ВЛ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС – Нижний Куранах ориентировочной протяженностью 265 км	220	км	–	–	–	265	–	–	–	265			
3	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 на Южно-Якутскую ТЭС ориентировочной протяженностью 5 км каждый	220	км	–	–	2×5	–	–	–	–	10			
4	Строительство РУ 110 кВ ГПЭС Виллойск с установкой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 40 МВА каждый	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	ГПЭС Виллойск	ООО «Якутская генерирующая компания»	33
5	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Нюрба – Верхневиллойск с отпайкой на ПС Онхой на ГПЭС Виллойск ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	110	км	–	2×0,5	–	–	–	–	–	1			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт	
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
6	Строительство КРУЭ 110 кВ Туймаада ТЭЦ	110	х	–	–	х	–	–	–	–	–	х	Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ)	ПАО «Якутск-энерго»	160
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая I цепь с отпайкой на ПС Северная с выполнением перезавода на КРУЭ 110 кВ Туймаада ТЭЦ с ориентировочным увеличением протяженности КВЛ на 0,5 км и образованием 110 кВ Туймаада ТЭЦ – Якутская ГРЭС Новая I цепь с отпайкой на ПС Северная	110	км	–	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5			
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Якутская ГРЭС Новая II цепь с отпайкой на ПС Северная с выполнением перезавода на КРУЭ 110 кВ Туймаада ТЭЦ с ориентировочным увеличением протяженности КВЛ на 0,5 км и образованием 110 кВ Туймаада ТЭЦ – Якутская ГРЭС Новая II цепь с отпайкой на ПС Северная	110	км	–	–	0,5	–	–	–	–	–	0,5			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024– 2030			
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Центральная I цепь с отпайкой на ПС Восточная с выполнением перезавода на КРУЭ 110 кВ Туймаада ТЭЦ с ориентировочным увеличением протяженности КВЛ на 0,5 км и образованием 110 кВ Туймаада ТЭЦ – Центральная I цепь с отпайкой на ПС Восточная	110	км	–	–	–	0,5	–	–	–	0,5			
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Центральная II цепь с отпайкой на ПС Восточная с выполнением перезавода на КРУЭ 110 кВ Туймаада ТЭЦ с ориентировочным увеличением протяженности КВЛ на 0,5 км и образованием 110 кВ Туймаада ТЭЦ – Центральная II цепь с отпайкой на ПС Восточная	110	км	–	–	–	0,5	–	–	–	0,5			

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Предварительный год реализации мероприятия(й) по выдаче мощности генерирующего оборудования объектов по производству электрической энергии								Электростанция	Генерирующая компания	Ввод новой мощности, МВт
				2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030			
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага I цепь с отпайками с выполнением перезавода на КРУЭ 110 кВ Туймаада ТЭЦ с ориентировочным увеличением протяженности КВЛ на 0,5 км и образованием 110 кВ Туймаада ТЭЦ – Табага I цепь с отпайками	110	км	–	–	–	0,5	–	–	–	0,5			
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Якутская ГРЭС – Табага II цепь с отпайками с выполнением перезавода на КРУЭ 110 кВ Туймаада ТЭЦ с ориентировочным увеличением протяженности КВЛ на 0,5 км и образованием 110 кВ Туймаада ТЭЦ – Табага II цепь с отпайками	110	км	–	–	–	0,5	–	–	–	0,5			

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 Республики Саха (Якутия), 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 22.12.2023 № 33@ инвестиционной программы ПАО «Якутскэнерго» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 18.10.2022 № 10@;

2) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Якутскэнерго» на 2023–2027 годы. Материалы размещены 17.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) утвержденных приказом Минэнерго России от 19.12.2023 № 26@ инвестиционной программы АО «ДРСК» на 2024–2028 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК», утвержденную приказом Минэнерго России 06.12.2022 № 34@;

4) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «ДРСК» на 2024–2028 годы. Материалы размещены 26.04.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

5) утвержденных приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) от 29.11.2023 № 565-ОД изменений, вносимых в инвестиционную программу ООО «ЯЭСК» на 2023–2027 годы, утвержденную приказом Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) от 13.12.2022 № 680-ОД;

6) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ООО «ЯЭСК» на 2023–2027 годы. Материалы размещены в апреле 2024 года на официальном сайте Министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Республики Саха (Якутия) в сети Интернет;

7) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [6]).

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

– сценарных условий функционирования экономики Российской Федерации, основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и прогнозируемых изменений цен (тарифов) на товары, услуги хозяйствующих субъектов, осуществляющих регулируемые виды деятельности в инфраструктурном секторе, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации Минэкономразвития России на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

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

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Саха (Якутия) 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 [8] 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 2024 год на территории Республики Саха (Якутия) осуществляют свою деятельность 9 сетевых организаций. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Якутскэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 77 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Саха (Якутия)) и АО «ДРСК» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 15 % в суммарной НВВ сетевых организаций Республики Саха (Якутия)).

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 Республики Саха (Якутия) 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 2023 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 [9].

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 тарифов¹, 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 2023 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;
- нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в

¹ Постановления Государственного комитета по ценовой политике Республики Саха (Якутия) от 25.11.2022 № 287 и от 27.12.2023 № 260.

амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средняя за период 2025–2030 гг. процентная ставка по заемным средствам принята в размере 12 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 35 %.

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/EBITDA не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	35 %	0 % – 35 % от размера чистой прибыли
Средняя процентная ставка по заемным средствам	12 %	10 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год постановлением Государственного комитета по ценовой политике Республики Саха (Якутия) от 12.12.2023 № 125 «О внесении изменений в постановление Правления ГКЦ РС(Я) от

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

25 ноября 2022 года № 316 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии (мощности) на территории Республики Саха (Якутия) на период с 2023 по 2027 годы» (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО в Республики Саха (Якутия), и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

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 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 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 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Республики Саха (Якутия), 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 Республики Саха (Якутия), оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Республики Саха (Якутия), принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

ПВВ на прогнозный период рассчитана на основании данных тарифного решения на 2024 год в части экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, с учетом темпа роста тарифов сетевых компаний, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации, основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 26.04.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	8 %	6 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	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	-4,3 %	0,5 %	2,4 %	4,7 %	2,6 %	0,2 %

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

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

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

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

За горизонтом периода, на который 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 Республики Саха (Якутия) представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Республики Саха (Якутия) (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	3537	3721	3353	3342	3342	3342
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	566	366	–	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2786	8730	7563	7499	7547	7547

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Саха (Якутия) 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 29 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 29 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Саха (Якутия) 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	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	22,1	23,4	25,2	27,8	29,9	31,1
НВВ	млрд руб.	27,6	28,7	30,9	32,9	34,8	29,7
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	5,5	5,29	5,7	5,1	4,8	-1,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	3,46	3,66	3,85	4,06	4,25	4,42
Среднегодовой темп роста	%	–	106	105	105	105	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	4,33	4,49	4,72	4,80	4,94	4,22
Среднегодовой темп роста	%	–	104	105	102	103	85
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,87	0,83	0,86	0,74	0,69	-0,20

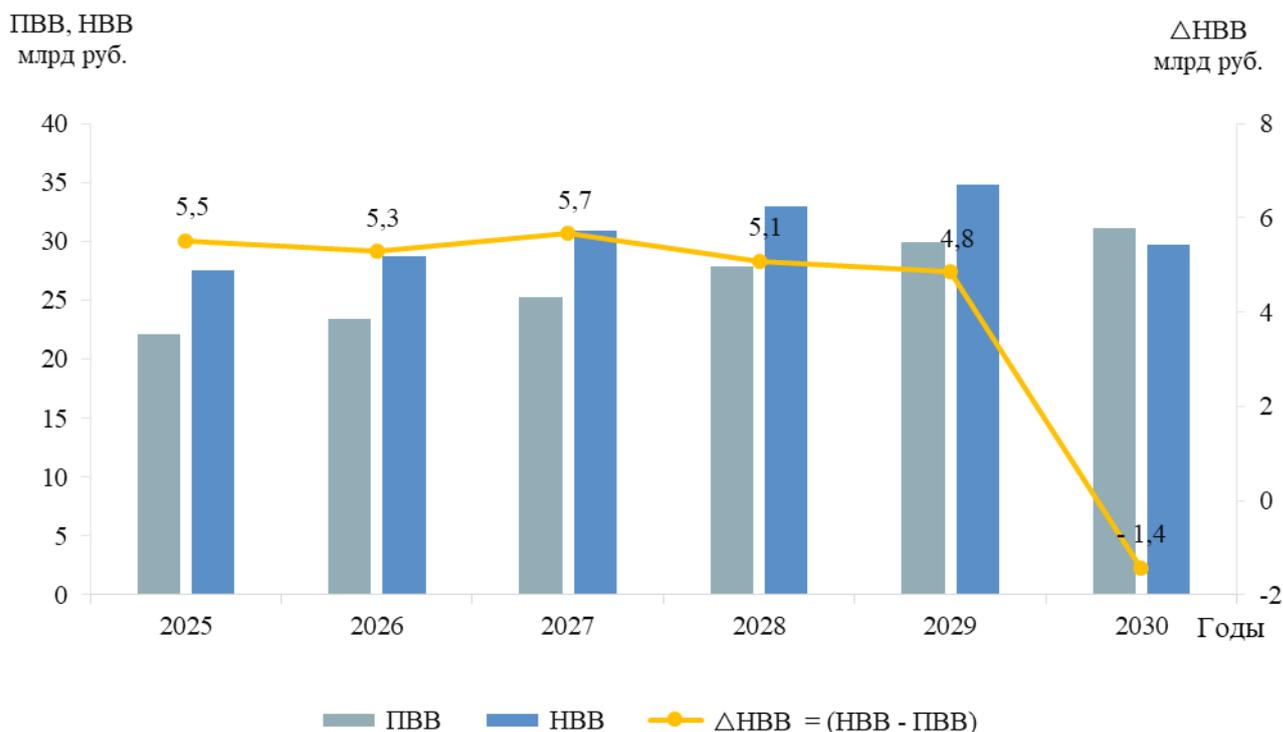


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Республики Саха (Якутия) при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 29, в прогнозном периоде определяется недостаточность выручки, получаемой ТСО Республики Саха (Якутия) 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 Республики Саха (Якутия) 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 ПБВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2024 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность условий тарифного регулирования на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях суммарно за период наличия дефицита составляет 26,6–54,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

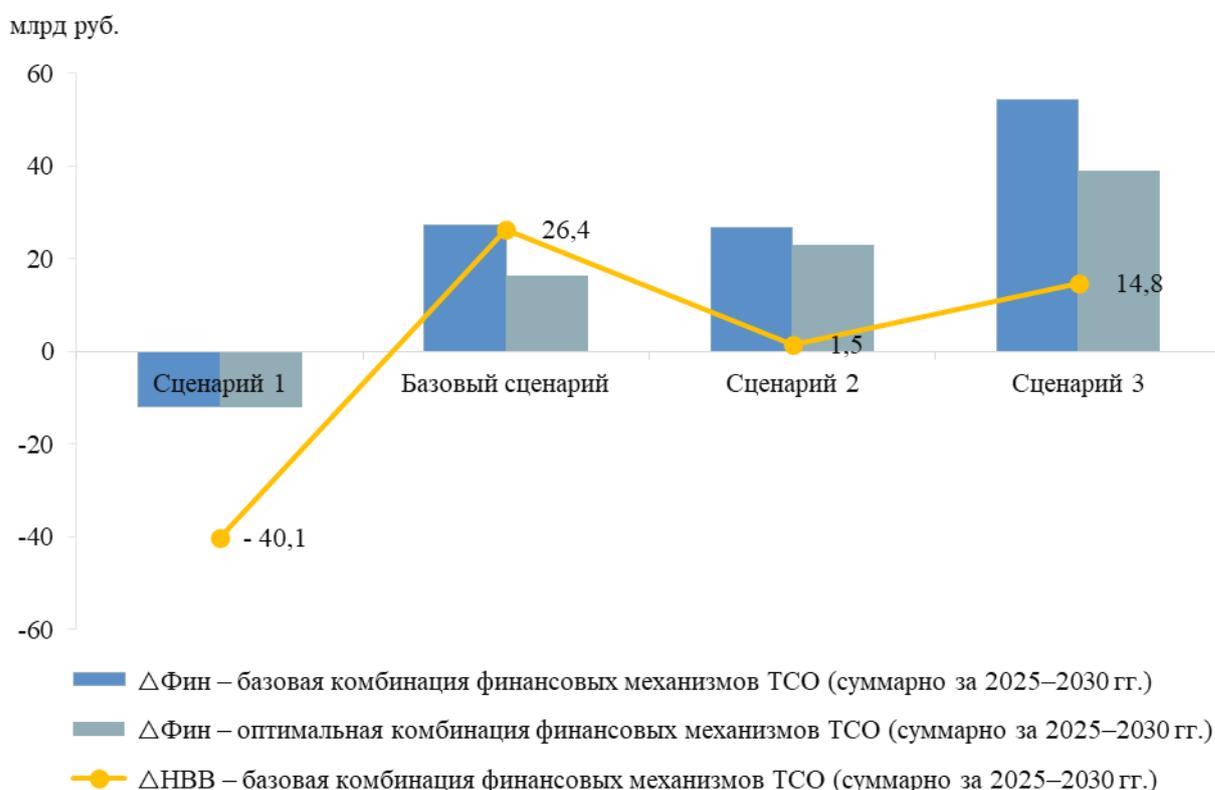


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 гг.)

Наименование	Базовый сценарий	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	28 %	28 %	28 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	72 %	72 %	72 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %	10 %	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций во всех рассматриваемых сценариях (таблица 30), включая наиболее пессимистичный сценарий 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Республики Саха (Якутия), включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы на территории Республики Саха (Якутия) 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 Республики Саха (Якутия) оценивается в 2030 году в объеме 11641 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,75 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) к 2030 году увеличится и составит 1790 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,32 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Республики Саха (Якутия) в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 6080–6503 ч/год.

Ожидаемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2024 году составляют 12 МВт на ТЭС, планируемые выходы в период 2025–2030 годов составляют 222,5 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Республики Саха (Якутия) в период 2025–2030 годов предусматриваются в объеме 1677 МВт, в том числе ГЭС – 104 МВт, ТЭС – 1573 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Республики Саха (Якутия) в 2030 году составит 3521,9 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Республики Саха (Якутия) в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Республики Саха (Якутия).

Всего за период 2025–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 2025,26 км, трансформаторной мощности 785,3 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/ (дата обращения: 30.08.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 30.08.2024).

3. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации : Постановление Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 86. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_375386/ (дата обращения: 30.08.2024).

4. Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/ (дата обращения: 30.08.2024).

5. Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 1195 «Об утверждении Правил разработки и согласования схем выдачи мощности

объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 3 августа 2018 г. № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», от 8 февраля 2019 г. № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229», зарегистрирован М-вом юстиции 27 апреля 2021 г. № 63248. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_383101/ (дата обращения: 30.08.2024).

6. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 30.08.2024).

7. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 30.08.2024).

8. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 30.08.2024).

9. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 30.08.2024).

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 перемаркировки), вводом в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Республики Саха (Якутия)														
Южно-Якутский энергорайон														
Нерюнгринская ГРЭС														
	АО «ДГК»	1	К-210-130-3	Уголь	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0		
	АО «ДГК»	2	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
	АО «ДГК»	3	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
	ПАО «РусГидро»	4	К-225-12,8						225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
	ПАО «РусГидро»	5	К-225-12,8						225,0	225,0	225,0	225,0	225,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	570,0	570,0	570,0	570,0	1020,0	1020,0	1020,0	1020,0		
Чульманская ТЭЦ														
	АО «ДГК»			Уголь, дизельное топливо										
		3	ПТ-12-35/10М		12,0									Вывод из эксплуатации в 2024 г.
		7	ПТ-12-35/10М	12,0	12,0	12,0							Вывод из эксплуатации в 2026 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	12,0	12,0							
Южно-Якутская ТЭС														
	ООО «Газпром энергохолдинг»			Газ										
		1-2	ГТУ					220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	220,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		3	ПТУ					110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–			220,0	330,0	330,0	330,0	330,0	330,0		
Якутский западный энергорайон														
Вилуйская ГЭС														
	ПАО «Якутскэнерго»			–										
		1	ПЛ70/3164-ВМ-410		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		2	ПЛ70/3164-ВМ-410		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		3	ПЛ70/3164-ВМ-410		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		4	ПЛ70/3164-ВМ-410		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		5	РО75/3123-1-В-450		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		6	РО75/3123-1-В-450		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		7	РО75/3123-1-В-450		85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	
		8	РО75/3123-1-В-450	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0	680,0		
Светлинская ГЭС														
	АО «Вилуйская ГЭС-3»			–										
		1	ПЛ 30-В-750		92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	
		2	ПЛ 30-В-750		92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	
		3	ПЛ 30-В-750		92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	92,5	
		4	ГА					104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–	277,5	277,5	277,5	277,5	381,5	381,5	381,5	381,5		
ЭСН УКПГ-3 Чаяндинского НГКМ														
	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»			Газ										
		1	ГТ-12			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.
		2	ГТ-12			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.
		3	ГТ-12			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.
		4	ГТ-12			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.
		5	ГТ-12			12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.
		6	ГТ-12		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	Присоединение в 2024 г.	
Установленная мощность, всего		–	–	–		72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0		
ГПЭС Вилуйск														
	ООО «Якутская генерирующая компания»			Газ										
			ГПУ					33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
														Установленная мощность (МВт)
Установленная мощность, всего		–	–	–			33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0		
Новоленская ТЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»			Газ										
		1-3	ПСУ							550,0	550,0	550,0	550,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–						550,0	550,0	550,0		
Резервные ДЭС ЗЭР	ПАО «Якутскэнерго»			Дизельное топливо										
		ДЭС				27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	
Установленная мощность, всего		–	–	–	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2	27,2		
Якутский центральный энергорайон														
Якутская ГРЭС	ПАО «Якутскэнерго»			Газ										
		2	ГТЭ-45-3		41,4	41,4	41,4	41,4						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		3	ГТЭ-45-3		41,1	41,1	41,1	41,1						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		4	ГТЭ-45-3		43,0	43,0	43,0	43,0						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		7	ГТ-35-770-2		22,3	22,3	22,3	22,3						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
		8	ГТ-35-770-2		22,2	22,2	22,2	22,2						Вывод из эксплуатации в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	170,1	170,1	170,1	170,1						
Якутская ТЭЦ	ПАО «Якутскэнерго»			Газ										
		1	П-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	АТ-6-35		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Якутская ГРЭС Новая	ПАО «Якутскэнерго»			Газ										
		1	ГТУ LM 6000		40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	40,6	
		2	ГТУ LM 6000		40,4	40,4								Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		3	ГТУ LM 6000		41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	
		4	ГТУ LM 6000		41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	41,9	
		5	ЭГЭС-25ПА				25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.
	6	ЭГЭС-25ПА			25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	Ввод в эксплуатацию в 2025 г.		
Установленная мощность, всего		–	–	–	164,0	164,0	173,6	173,6	173,6	173,6	173,6	173,6		
Якутская ГРЭС-2 (2-я очередь) (Туймаада ТЭЦ)	ПАО «РусГидро»			Газ										
		1	ПСУ					80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	Ввод в эксплуатацию в 2026 г.
		2	ПСУ						80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	Ввод в эксплуатацию в 2027 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–				80,0	160,0	160,0	160,0	160,0		
Резервные ДЭС ЦЭР	ПАО «Якутскэнерго»			Дизельное топливо										
		ДЭС				82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6	82,6		

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 Республики Саха (Якутия)

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой третьего автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	220	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	450,56	409,82
2	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с установкой БСК 110 кВ мощностью 27 Мвар	ПАО «Якутскэнерго»	110	Мвар	1×27	–	–	–	–	–	–	27	2025	Исключение существующих и прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
3	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 220 кВ Сунтар с изменением схемы присоединения ВЛ 220 кВ Районная – Сунтар и ВЛ 220 кВ Олекминск – Сунтар с их подключением на разные секции шин 220 кВ РУ 220 кВ	ПАО «Якутскэнерго»	220	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2025	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений		
4	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ВЛ 220 кВ Южно-Якутская ТЭС – Нижний Куранах ориентировочной протяженностью 265 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	265	–	–	–	265	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	15208,66	14939,66

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
5	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Нерюнгринская ГРЭС – НПС-18 на Южно-Якутскую ТЭС ориентировочной протяженностью 5 км каждый	ПАО «Россети»	220	км	–	–	2×5	–	–	–	–	10	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	650,21	642,21
6	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Строительство ПС 110 кВ Чульман с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «ДРСК»	110	км	–	–	2×16	–	–	–	–	32	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ		
7	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками со строительством участка до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,1 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ I цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,1	–	–	–	–	0,1	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ		
8	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками со строительством участка до ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками ориентировочной протяженностью 0,1 км и демонтажом существующей ВЛ 110 кВ Нерюнгринская ГРЭС – Чульманская ТЭЦ II цепь с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,1	–	–	–	–	0,1	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ	966,19	966,17
9	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Демонтаж участка ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Хатыми с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ		

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
10	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками со строительством участка от Чульманской ТЭЦ до ПС 110 кВ Чульман ориентировочной протяженностью 0,26 км и отсоединением существующей ВЛ 110 кВ Чульманская ТЭЦ – Малый Нимыр с отпайками от Чульманской ТЭЦ	АО «ДРСК»	110	км	–	–	0,26	–	–	–	–	0,26	2026	Обеспечение вывода из эксплуатации электросетевого оборудования Чульманской ТЭЦ		
11	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Создание на ПС 220 кВ Районная устройства АПНУ с реализацией мероприятий по обеспечению сбора и обработки доаварийной информации, приема и передачи аварийных сигналов и команд, команд реализации управляющих воздействий	ПАО «Россети»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	968,47	968,47
12	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)		ООО «ЯЭСК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024		301,84	300,23
13	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)		ПАО «Якутскэнерго»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024 ³⁾		1055,57	1055,57
14	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)		ООО «ЯГК»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	–		198,39	198,39
15	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Сулгачи с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2026	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	268,37	262,94

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
16	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция Солнечный трансформатора мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	–	16	2024	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	110,57	108,72
17	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	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	708,89	708,89

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
18	Республики Саха (Якутия)	Республика Саха (Якутия)	Реконструкция ПС 110 кВ Борогонцы с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Якутскэнерго»	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	535,94	535,94

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год среднесрочного периода или год разработки проекта схемы и программы развития электроэнергетических систем России (далее – 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 периоде, предшествующем 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, то в качестве необходимого года реализации указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ 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, с учетом решений, принятых в году разработки СиПР ЭЭС России в рамках процедуры рассмотрения и утверждения проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, в соответствии с Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации, Министра энергетики Российской Федерации.

3³⁾ 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.