

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ,
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО И ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО
АВТОНОМНЫХ ОКРУГОВ

КНИГА 2

ХАНТЫ-МАНСИЙСКИЙ АВТОНОМНЫЙ ОКРУГ – ЮГРА

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	9
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	18
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	18
2.2 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности), и мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям, по предложениям сетевых организаций.....	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	18
2.2.2 Предложения по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	27
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	28
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	28
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	28
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	28
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	29
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	29
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	33

3.3	Прогноз потребления электрической мощности.....	34
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	36
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	38
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	38
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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры	38
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	43
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	45
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	47
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	48
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	49
7.1	Основные подходы.....	49
7.2	Исходные допущения.....	50
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	54
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	54
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	56
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	58
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	59
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	60
	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	72

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	–	автоматический ввод резерва
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГПЗ	–	газоперерабатывающий завод
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МП	–	муниципальное предприятие
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
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
МЭС	–	магистральные электрические сети
НВВ	–	необходимая валовая выручка
н/д	–	нет данных
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СН	–	среднее напряжение
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

T	–	трансформатор
T _{нв}	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФКУ	–	фильтро-компенсирующее устройство
ЦП	–	центр питания
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
S	–	полная мощность
$S_{длн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на 2024–2029 годы» состоит из трех книг:

- книга 1 «Тюменская область»;
- книга 2 «Ханты-Мансийский автономный округ – Югра»;
- книга 3 «Ямало-Ненецкий автономный округ».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 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 Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре на каждый год перспективного периода (2024–2029 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 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры на период до 2029 года, в том числе:

– мероприятия, направленные на исключение 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 Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ и обслуживает территорию трёх субъектов Российской Федерации – Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра и Ямало-Ненецкий автономный округ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

– филиал ПАО «Россети» – МЭС Урала – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– АО «Россети Тюмень» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–220 кВ на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– АО «Сибирско-Уральская энергетическая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тюменской области;

– структурное подразделение филиала ОАО «РЖД» «Трансэнерго» – Свердловская дирекция по энергообеспечению – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа;

– ПАО «Сургутнефтегаз» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «РН-Юганскнефтегаз» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «Горэлектросеть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «ЮРЭСК» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «МегионЭнергоНефть» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– ООО «Сургутские городские электрические сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– АО «ЮТЭК-РС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– МУП «СРЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры;

– МП «ХМГЭС» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов связана с энергосистемами:

– Свердловской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 8 шт.;

– Курганской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ): ВЛ 500 кВ – 2 шт.;

– Омской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Омское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Красноярского края и Республики Тыва (Филиал АО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ): КВЛ 220 кВ – 2 шт.;

– Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт., ВЛ 35 кВ – 4 шт., ВЛ 6 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «РН-Юганскнефтегаз»	1459,0
ПАО «Сургутнефтегаз»	1383,0
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	1097,0
АО «Самотлорнефтегаз»	862,0
ПАО «СН-МНГ»	403,0
Филиал АО «СибурТюменьГаз»-«Нижневартовский ГПЗ»	218,0
ООО «Газпром трансгаз Сургут»	201,0
Филиал АО «СибурТюменьГаз»-«Белозерный ГПЗ»	175,0
ООО «СПД»	146,0
Филиал ПАО «ОГК-2»-«Сургутская ГРЭС-1»	136,0
АО «ННК – ННП»	135,0

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
ООО «Газпромнефть-Хантос»	134,0
Филиал «Сургутская ГРЭС-2» ПАО «Юнипро»	106,0
АО «Транснефть-Сибирь»	100,0
Более 50 МВт	
Филиал АО «СибурТюменьГаз» – «Няганьгазопереработка»	94,0
АО «РН-Няганьнефтегаз»	93,0
Филиал АО «СибурТюменьГаз»-«Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод»	76,0
Нижневартовский филиал ПАО НК «РуссНефть»	65,0
ПАО «ННК-Варьеганнефтегаз»	62,0
АО «Нижневартовская ГРЭС»	56,0
Более 10 МВт	
ООО «Соровскнефть»	50,0
Ханты-Мансийский филиал ПАО НК «РуссНефть»	40,0
ООО «КанБайкал» (ООО «ЮрскНефть»)	35,0
Филиал «Сургутский ЗСК» ООО «Газпром переработка»	33,0
ООО «ЛУКОЙЛ-АИК»	32,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, на 01.01.2023 составила 14204,5 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за отчетный год, приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Изменения установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	14192,2	–	7,7	+20,0	–	14204,5
ТЭС	14192,2	–	7,7	+20,0	–	14204,5

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре приведена в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	92429	93596	86098	89909	92850
Годовой темп прироста, %	-1,99	1,26	-8,01	4,43	3,27
Максимум потребления мощности, МВт	12328	12291	12303	12257	12507
Годовой темп прироста, %	-1,44	-0,30	0,10	-0,38	2,04
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7497	7615	6998	7335	7424
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), д.мм чч:мм	25.12 15:00	06.02 08:00	31.01 08:00	30.12 15:00	30.12 16:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-29,1	-35,3	-25,8	-26,5	-30,3
<i>Ханты-Мансийский автономный округ – Югра</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	69183	69158	61819	63608	66814
Годовой темп прироста, %	-1,83	-0,04	-10,61	2,89	5,04
Доля потребления электрической энергии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	74,8	73,9	71,8	70,7	72,0
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, МВт	8900	8927	8884	8481	8652
Годовой темп прироста, %	-2,21	0,30	-0,48	-4,54	2,01
Доля потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	72,2	72,6	72,2	69,2	69,2
Число часов использования потребления мощности, ч/год	7773	7747	6958	7500	7722

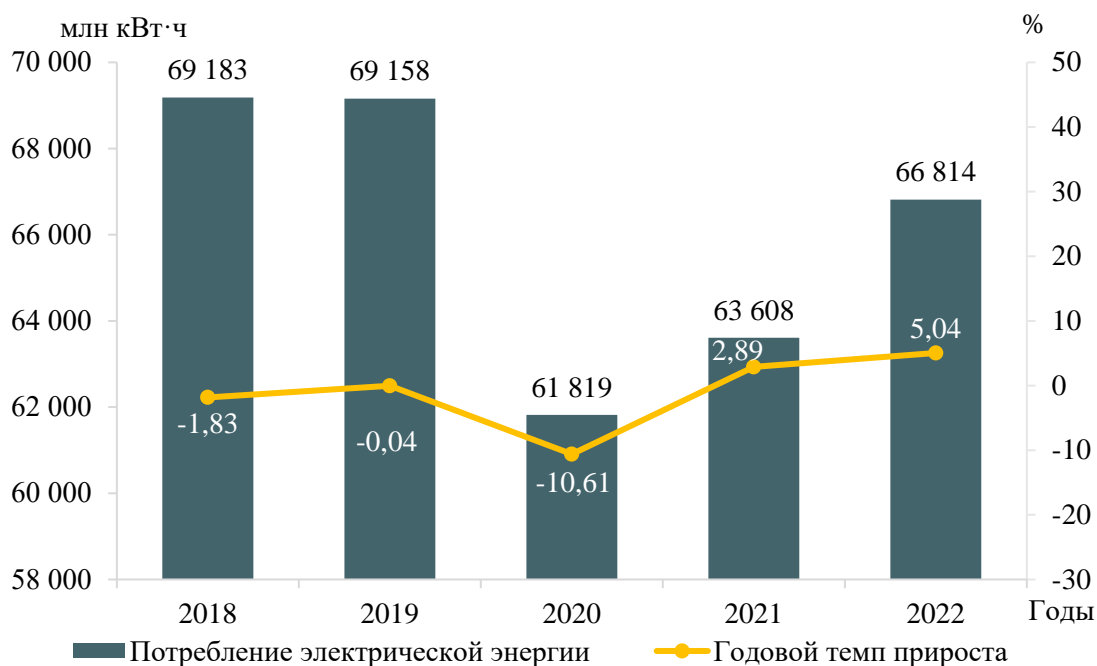


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии по территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста

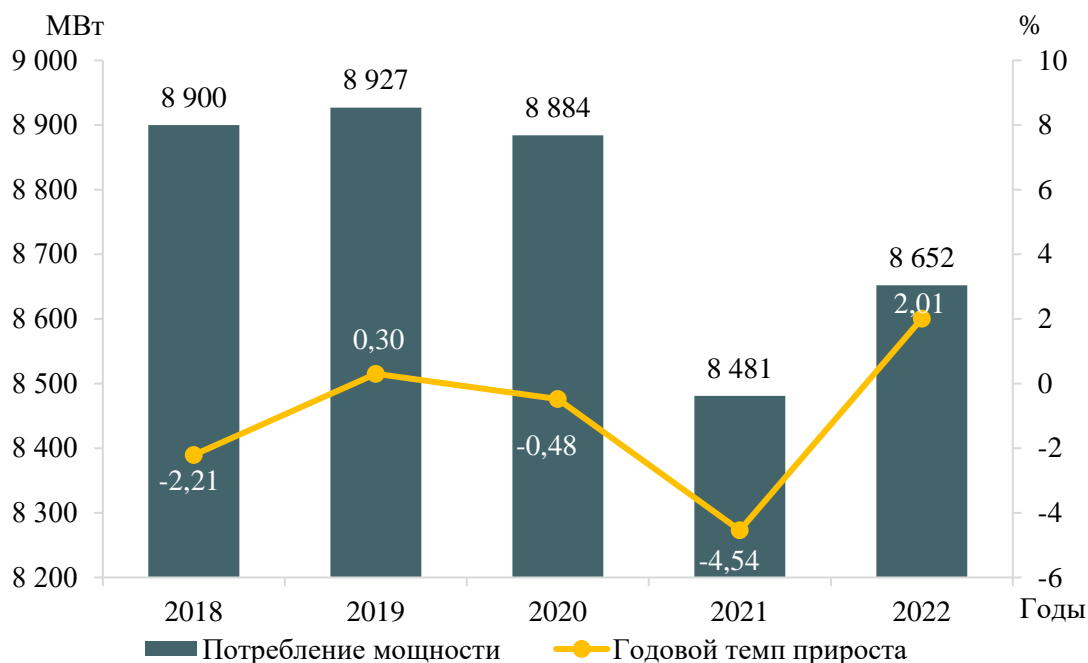


Рисунок 2 – Потребление мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югра и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизилось на 1458 млн кВт·ч и составило в 2022 году 92850 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -0,31 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 4,43 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 8,01 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизился на 1 МВт и составил 12507 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 0,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы зафиксирован в 2022 году и составил 2,04 %; наибольшее снижение мощности составило 1,44 % в 2018 году. Наибольшие значения обусловлены большим различием ТНВ в зимний период.

Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов характеризуется самым плотным годовым графиком максимального потребления мощности из всех энергосистем РФ.

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии по территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры снизилось на 3658 млн кВт·ч и составило в 2022 году 66814 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста -1,06 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 2,89 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 10,61 %.

Доля Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в потреблении электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов снизилась с 74,8 % в 2018 году до 72,0 % в 2022 году (или на 2,8 процентных пункта).

За период 2018–2022 годов потребление мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры снизилось на 449 МВт и составило 8652 МВт, что соответствует отрицательному среднегодовому темпу прироста мощности 1,01 %.

Наибольший годовой прирост мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры зафиксирован в 2022 году и составил 2,01 %, наибольшее снижение мощности составило 4,54 % в 2021 году.

Доля Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в максимальном потреблении мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов за ретроспективный период снизилась с 72,2 % до 69,2 % в 2022 году (или на 3,0 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры является еще более плотным, чем в энергосистеме в целом, что обусловлено наличием высокой доли промышленных производств с непрерывным и полунепрерывным циклом работы. Число часов использования потребления мощности региона в рассматриваемый период поднималось до уровня 7773 ч/год.

В течение ретроспективного периода динамика изменения потребления электрической энергии и мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры обуславливалась следующими факторами:

- разнонаправленными тенденциями потребления на нефтеперерабатывающих предприятиях и предприятиях по добыче полезных ископаемых;

- введением карантинных мер в 2020 году.

1.5 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры приведен в таблице 5.

Таблица 4 – Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Приморская от ВЛ 110 кВ Ленинская – Лосинка I цепь с отпайкой на ПС Бекметьевская с образованием ВЛ 110 кВ Ленинская – Лосинка I цепь с отпайками	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	2018	1,35 км
2	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Приморская от ВЛ 110 кВ Ленинская – Лосинка II цепь с отпайкой на ПС Бекметьевская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	2018	1,35 км
3	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Встречная от ВЛ 110 кВ Средний Балык – Угутский II цепь с отпайкой на ПС КНС-20 с образованием ВЛ 110 кВ Средний Балык – Угутский II цепь с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2018	9,94 км
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Барсово – Сайма с отпайкой на ПС № 46. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Барсово – Северная с отпайками на ПС 110 кВ Сайма с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Барсово – Сайма с отпайкой на ПС № 46 и ВЛ 110 кВ Сайма – Северная	АО «Россети Тюмень»	2019	–
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Сайма – Северная. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Барсово – Северная с отпайками на ПС 110 кВ Сайма с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Барсово – Сайма с отпайкой на ПС № 46 и ВЛ 110 кВ Сайма – Северная	АО «Россети Тюмень»	2019	–
6	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго I цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	14,66 км
7	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго II цепь	АО «Россети Тюмень»	2019	14,89 км
8	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Победа – Сайма-1	АО «Россети Тюмень»	2019	4,96 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
9	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Победа – Сайма-2	АО «Россети Тюмень»	2019	4,96 км
10	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Выкатная – Эргинская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2020	32,38 км
11	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Южно-Ляминская от ВЛ 110 кВ Западно-Камынская – Селияровская-1	ПАО «Сургутнефтегаз»	2020	0,38 км
12	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Южно-Ляминская от ВЛ 110 кВ Западно-Камынская – Селияровская-2	ПАО «Сургутнефтегаз»	2020	0,38 км
13	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	19,59 км
14	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	19,59 км
15	110 кВ	ВЛ 110 кВ Восточный – Тайга с отпайкой на ПС Киняминская. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Восточный – Угутский II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Тайга с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Восточный – Тайга с отпайкой на ПС Киняминская и ВЛ 110 кВ Угутский – Тайга	АО «Россети Тюмень»	2021	–
16	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Выкатная – Эргинская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	32,49 км
17	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кинтус – Соровская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	34,51 км
18	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Кинтус – Соровская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	34,51 км
19	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Суворовская от ВЛ 110 кВ Пыть-Ях – Лосинка I цепь с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2021	3,7 км
20	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Суворовская от ВЛ 110 кВ Пыть-Ях – Лосинка II цепь с отпайками	АО «Россети Тюмень»	2021	3,7 км
21	110 кВ	ВЛ 110 кВ Угутский – Тайга. Выполнение захода ВЛ 110 кВ Восточный – Угутский II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Тайга с образованием двух ЛЭП: ВЛ 110 кВ Восточный – Тайга с отпайкой на ПС Киняминская и ВЛ 110 кВ Угутский – Тайга	АО «Россети Тюмень»	2021	–
22	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	24 км
23	110 кВ	Строительство новой ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2021	24 км
24	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Тупсилор от ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго I цепь	АО «Россети Тюмень»	2022	9,11 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
25	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Тупсилор от ВЛ 110 кВ Средний Балык – Арго II цепь	АО «Россети Тюмень»	2022	9,11 км
26	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Унтыгейская от ВЛ 110 кВ Угутский – Тайга	АО «Россети Тюмень»	2022	23,1 км
27	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Унтыгейская от ВЛ 110 кВ Восточный – Угутский I цепь с отпайкой на ПС Киняминская	АО «Россети Тюмень»	2022	23,1 км
28	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Невская от ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская I цепь	АО «Россети Тюмень»	2022	42,008 км
29	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Невская от ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская II цепь	АО «Россети Тюмень»	2022	42 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Встречная	АО «Россети Тюмень»	2018	2×40 МВА
2	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Приморская	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	2018	2×40 МВА
3	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Вишневая (Среднеугутская-2)	АО «Россети Тюмень»	2018	2×40 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Мортымья	АО «Россети Тюмень»	2019	25 МВА
5	110 кВ	Установка ФКУ и БСК на ПП 110 кВ Таврическая	АО «Россети Тюмень»	2019	10 Мвар 2×22 Мвар
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Арго	АО «Россети Тюмень»	2019	2×25 МВА
7	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Карьер-69	АО «Россети Тюмень»	2019	2,5 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Агреко	Абонентская	2020	4×16 МВА
9	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Ореховская	АО «Россети Тюмень»	2020	16 МВА
10	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Петелинская	АО «Россети Тюмень»	2020	40 МВА
11	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Эргинская	АО «Россети Тюмень»	2020	40 МВА
12	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Южно-Ляминская	ПАО «Сургутнефтегаз»	2020	2×25 МВА
13	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Вах	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ КНС-1 Варьёганского м/р	АО «Россети Тюмень»	2021	16 МВА
15	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ КНС-21	АО «Россети Тюмень»	2021	2×40 МВА
16	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Кузоваткинская	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
17	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Суворовская	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
18	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Чапровская	АО «Россети Тюмень»	2021	2×25 МВА
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Эргинская с установкой трансформатора	АО «Россети Тюмень»	2021	40 МВА
20	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Тагринская	АО «Россети Тюмень»	2021	25 МВА
21	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Тупсилор	АО «Россети Тюмень»	2022	2×40 МВА
22	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Унтыгейская	ООО «КанБайкал»	2022	2×25 МВА
23	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Невская	АО «Россети Тюмень»	2022	2×25 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры отсутствуют энергорайоны, характеризующиеся рисками ввода ГАО.

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

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

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

Анализ загрузки центров питания производится при ТНВ в день контрольного замера. В таблице 6 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 6 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-17,7
	20.06.2018	16,1
2019	18.12.2019	-11,4
	19.06.2019	12,4
2020	16.12.2020	-13,3
	17.06.2020	14,1
2021	15.12.2021	-11,2
	16.06.2021	17,2
2022	21.12.2022	-22,9
	15.06.2022	12,2

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 АО «Россети Тюмень»

Рассмотрены предложения АО «Россети Тюмень» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 7 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 8 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 9 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 7 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Самотлор	110	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1971	93	12,98	16,77	14,73	20,42	17,82	18,83	16,70	15,56	15,06	22,39	0
		35			35														
		6			6														
		110	2Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1972	93	13,84	3,48	22,36	11,52	17,64	9,34	13,38	8,72	12,95	11,74	
		35			35														
		6			6														
		110	3Т	ТРДН-25000/110/6	110	25	1981	95	5,97	5,82	5,79	5,99	4,06	4,15	1,80	5,58	5,55	5,64	
		6			6														
		6			6														
2	ПС 110 кВ Промысловая	110	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1978	93	11,13	9,23	10,42	14,55	15,02	12,20	14,34	8,88	11,41	12,47	0
		35			35														
		6			6														
		110	2Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1982	90	15,88	14,43	14,37	12,93	17,11	13,44	7,49	9,20	15,03	15,71	
		35			35														
		6			6														
3	ПС 110 кВ Дорожная	110	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	2013	98	8,72	7,35	7,67	13,63	15,05	5,66	7,94	4,48	11,45	13,52	0
		35			35														
		6			6														
		110	2Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1994	95	7,66	9,92	8,68	15,22	17,07	8,03	8,65	4,41	6,54	15,49	
		35			35														
		6			6														
4	ПС 110 кВ Яун-Лор	110	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1982	91	7,89	18,57	12,11	14,77	13,92	11,36	14,16	8,33	9,32	15,91	0
		35			35														
		6			6														
		110	2Т	ТДТН-25000/110/35/6	110	25	1982	93	6,84	14,88	12,10	13,94	16,59	9,18	14,65	8,05	9,51	13,65	
		35			35														
		6			6														

Таблица 8 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Самотлор	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1971	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	1,0	1,0
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1972	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	1,0	1,0
		3Т	ТРДН-25000/110/6	1981	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	1,0	1,0
2	ПС 110 кВ Промысловая	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1978	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,05	1,0	1,0
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1982	90	1,2	1,2	1,15	1,08	1,05	1,0	1,0
3	ПС 110 кВ Дорожная	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1994	95	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Яун-Лор	1Т	ТДТН-25000/110/35/6	1982	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	1,0	1,0
		2Т	ТДТН-25000/110/35/6	1982	93	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	1,0	1,0

Таблица 9 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Самотлор (1Т, 2Т)	2020	37,09	–	–	–	–	–	–	–	–	–	37,09	37,09	37,09	37,09	37,09	37,09

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
2	ПС 110 кВ Промысловая	2022	32,13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32,13	32,13	32,13	32,13	32,13	32,13
3	ПС 110 кВ Дорожная	2022	32,12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12	32,12
4	ПС 110 кВ Яун-Лор	2019	33,45	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33,45	33,45	33,45	33,45	33,45	33,45

ПС 110 кВ Самотлор.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка 1Т и 2Т за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 37,09 МВА (анализируется нагрузка 1Т и 2Т, так как при отключении одного из этих трансформаторов нагрузка устройством АВР переводится на оставшийся в работе трансформатор, 3Т не имеет электрических связей с 1Т и 2Т). При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -13,3 °С составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Самотлор отсутствуют.

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].

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 37,09 + 0 + 0 - 0 = 37,09 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Самотлор ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Самотлор расчетный объем ГАО составит 7,09 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 37,09 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Промысловая.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,13 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Промысловая отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,13 + 0 + 0 - 0 = 32,13 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Промысловая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Промысловая расчетный объем ГАО составит 2,13 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 32,13 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дорожная.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 32,12 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,8 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Дорожная отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 32,12 + 0 + 0 - 0 = 32,12 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,8 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Дорожная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дорожная расчетный объем ГАО составит 0,87 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 32,12 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Яун-Лор.

Согласно данным в таблицах 7, 8, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 33,45 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 112 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -11,4 °С составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Действующие договоры на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Яун-Лор отсутствуют.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 33,45 + 0 + 0 - 0 = 33,45 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 112 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Яун-Лор ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Яун-Лор расчетный объем ГАО составит 3,45 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 33,45 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «Россети Тюмень».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

2.2.1.2 АО «ЮРЭСК»

По данным АО «ЮРЭСК» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанции 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 11 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центра питания.

Таблица 10 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	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
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Юмас	110	1Т	ТДТН-16000/110/35/10-У1	115	16	2003	92,0	7,9079	7,75971	9,605	9,44	11,35	2,5266	0,1597	2,9274	3,0331	4,5292	2,1
		35			36,5	16													
		10			10,5	16													
		110	2Т	ТДТН-16000/110/35/10-У1	115	16	2003	96,0	8,574	7,7112	9,0028	10,02	12,11	3,7594	5,8929	3,8186	3,399	2,6681	2,2
		35			36,5	16													
		10			10,5	16													

Таблица 11 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Юмас	1Т	ТДТН-16000/110/35/10-У1	2003	92,0	1,2	1,2	1,15	1,075	1,0	0,913	0,825
		2Т	ТДТН-16000/110/35/10-У1	2003	96,0	1,2	1,2	1,15	1,075	1,0	0,913	0,825

Таблица 12 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Юмас	2022	23,46	ПС 110 кВ Юмас	ТУ на ТП менее 670 кВт (42 шт.)			2024	1,825	0,16	–	0,183	23,65	23,65	23,65	23,65	23,65	23,65

ПС 110 кВ Юмас.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 23,46 МВА. При отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с данными собственника коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -22,9 °С составляет 1,2.

При отключении одного из трансформаторов возможен перевод нагрузки в объеме 4,3 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора при отключении одного из трансформаторов составит 19,16 МВА (99,8 % от $S_{ддн}$), что не превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,985 МВт, в том числе с ранее присоединенной мощностью 0,16 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,194 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 23,46 + 0,194 + 0 - 4,3 = 19,35 \text{ МВА.}$$

Таким образом, при отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100,8 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Юмас ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Юмас расчетный объем ГАО составит 0,15 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО при отключении одного из трансформаторов рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 19,35 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – АО «ЮРЭСК».

Необходимый срок реализации мероприятия – 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, отсутствуют.

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 500 кВ Белозерная с заменой автотрансформаторов 5АТ 220/110/10 кВ, 6АТ 220/110/10 кВ и 7АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	2×200 МВА	2028	ПАО «Россети»

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 14 приведены данные о планируемых к вводу мощностей крупных потребителей на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 14 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

№ 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	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	57,0	110	2024	ПС 220 кВ Правдинская
Более 10 МВт							
2	Объекты нефтегазодобычи Майского и Среднебалькского месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	0,44	1,56 13 24	6 35	2023 2024 2028	ПС 110 кВ Тупсилор (ПС 110 кВ УПСВ Майского месторождения)
3	Объекты нефтегазодобычи	ООО «ЛУКОЙЛ - ЭНЕРГОСЕТИ»	28,5	31,5	6 35	2025	ПС 110 кВ Родник
4	Объекты нефтегазодобычи	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	0,0	36,0	110	2023	ПС 220 кВ Когалым
5	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	30,0	110	2027	ПС 220 кВ Вектор
6	Объекты нефтегазодобычи Усть-Балькского месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	10,736 15,011 3,153	35	2025 2026 2028	ПС 110 кВ Радуга (ПС 110 кВ Юганская-2)
7	Объекты нефтегазодобычи	АО «Самотлорнефтегаз»	0,0	28,9	35	2025	ПС 220 кВ Мираж
8	Объекты нефтегазодобычи Эргинского месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	13,91	10,85 2,56 1,68 12,3	6 35	2023 2024 2025 2028	ПС 110 кВ Эргинская

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Объекты нефтегазодобычи Соровского месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	27,0	6 35	2024	ПС 110 кВ Александра (ПС 110 кВ Соровская-2)
10	Объекты нефтегазодобычи Чупальского лицензионного участка	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	27,0	6 35	2024	ПС 110 кВ Московская (ПС 110 кВ Чупальская-2)
11	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	26,0	6 35	2025	ПС 110 кВ Север
12	Объекты нефтегазодобычи Унтыгейского месторождения	ООО «Канбайкал»	2,0	23,0	110	2028	ПП 110 кВ Восточный ПП 110 кВ Угутский
13	Объекты нефтегазодобычи Среднеугутского месторождения	ПАО «НК «Роснефть»	15,1	4 18,7	6 35	2025 2028	ПС 110 кВ Вишневая (ПС 110 кВ Крымская, ПС 110 кВ Среднеугутская-2)
14	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	0,0	21,0	35	2024	ПС 110 кВ Суворовская (ПС 110 кВ УПСВ-1 Мамонтовского месторождения)
15	Промышленная площадка г. Нягань	АО «УК «Промышленные парки Югры»	0,0	20,0	6	2024	ПС 110 кВ Заречная
16	Объекты нефтегазодобычи	АО «РН-Няганьнефтегаз»	0,0	18,0	35	2025	ПС 110 кВ Ендырская
17	Объекты нефтегазодобычи	ПАО «НК «Роснефть»	9,546	1,034 0,42 11,7	6 35	2023 2028	ПС 110 кВ Встречная

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
18	Объекты нефтегазодобычи	ООО «РН- Юганскнефтегаз»	9,73	11,2	35	2023	ПС 110 кВ Петелинская

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре на период 2024–2029 годов представлен в таблице 15.

Таблица 15 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов с выделением данных по Ханты-Мансийскому автономному округу – Югре

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	93837	94988	97444	99744	101323	103114	105244
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	1151	2456	2300	1579	1791	2130
Годовой темп прироста, %	–	1,23	2,59	2,36	1,58	1,77	2,07
<i>Ханты-Мансийский автономный округ – Югра</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	67587	67700	69354	70652	71513	72228	73626
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	113	1654	1298	861	715	1398
Годовой темп прироста, %	–	0,17	2,44	1,87	1,22	1,00	1,94
Доля потребления электрической энергии Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	72,0	71,3	71,2	70,8	70,6	70,0	70,0

Потребление электрической энергии по энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется на уровне 105244 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,81 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2025 году и составит 2456 млн кВт·ч или 2,59 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 1151 млн кВт·ч или 1,23 %.

Потребление электрической энергии по территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры прогнозируется на уровне 73626 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,40 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры прогнозируется в 2025 году и составит 1654 млн кВт·ч или 2,44 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 113 млн кВт·ч или 0,17 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные таблице 14.

Изменение динамики потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста представлены на рисунке 3.



Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры обусловлена следующими основными факторами:

- увеличением потребления действующими предприятиями по добыче нефти и природного газа;
- ростом потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогнозный максимум потребления мощности на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	12874	13012	13260	13510	13647	13837	14078
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	138	248	250	137	190	241
Годовой темп прироста, %	–	1,07	1,91	1,89	1,01	1,39	1,74
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7289	7300	7349	7383	7425	7452	7476
<i>Ханты-Мансийский автономный округ – Югра</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	9033	9189	9357	9428	9531	9672	9816
Потребление мощности на час прохождения максимума энергосистемы, МВт	9033	9080	9253	9327	9436	9573	9713
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	156	168	71	103	141	144
Годовой темп прироста, %	–	1,73	1,83	0,76	1,09	1,48	1,49
Доля потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа в энергосистеме Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, %	70,2	69,8	69,8	69,0	69,1	69,2	69,0
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	7482	7368	7412	7494	7503	7468	7501

Максимум потребления мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов к 2029 году прогнозируется на уровне 14078 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,71 %.

Наибольший годовой прирост мощности энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов прогнозируется в 2026 году и составит 250 МВт или 1,89 %; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2027 году и составит 137 МВт или 1,01 %

Энергосистема является самой плотной по годовому режиму электропотребления в стране и к 2029 году число часов использования максимума прогнозируется на уровне 7476 ч/год.

В период 2024–2029 годов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры прогнозируется рост потребления мощности до значения 9816 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,53 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 168 МВт или 1,83 %; наименьший годовой прирост мощности ожидается в 2026 году и составит 71 МВт или 0,76 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы в прогнозный период останется плотным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2029 году прогнозируется на уровне 7501 ч/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.



Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 80,1 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 2029 году составит 14284,6 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, представлена в таблице 17. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, представлена на рисунке 5.

Таблица 17 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, МВт

Наименование	2023 г. (оρίζается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	14204,5	14204,5	14232,6	14252,6	14272,6	14284,6	14284,6
ТЭС	14204,5	14204,5	14232,6	14252,6	14272,6	14284,6	14284,6

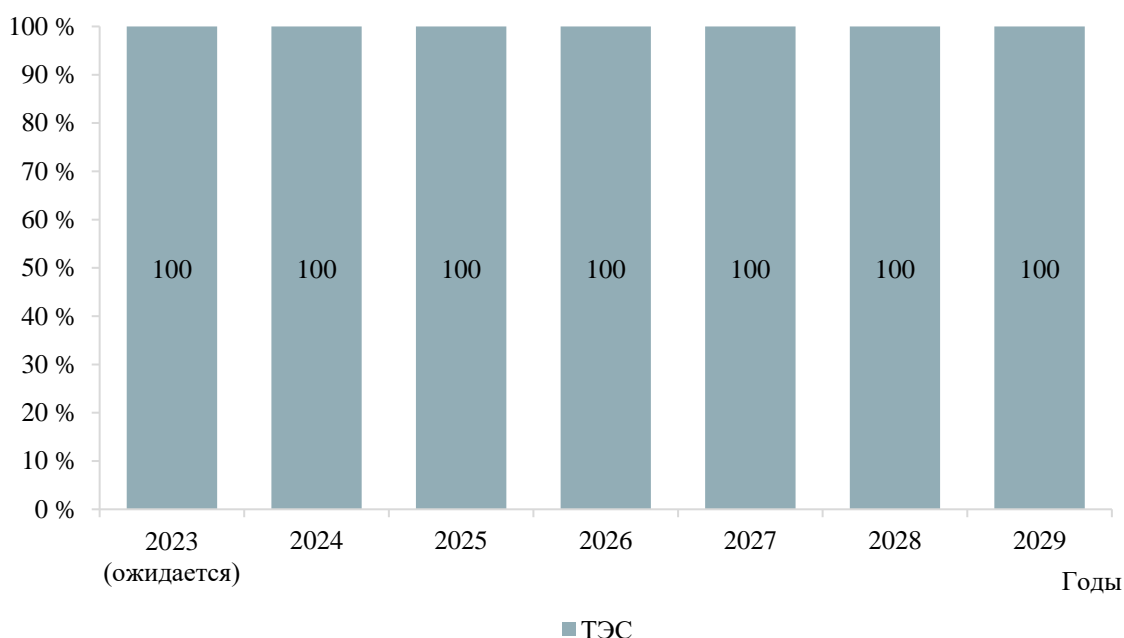


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

Перечень действующих электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 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 2024–2029 годы

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

Мероприятия, направленные на исключение ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше, на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры не требуются.

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

В таблице 18 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

Таблица 18 – 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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ПС 110 кВ Полус с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	–	36
	Строительство ВЛ 110 кВ Когалым – Полус I, II цепь ориентировочной протяженностью 47,834 км		110	км	2×47,834	–	–	–	–	–	–	–				
2	Реконструкция ПС 110 кВ Родник с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Газпром-энерго»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	ООО «ЛУКОЙЛ– Западная Сибирь»	28,5	31,5
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Когалым – Тевлин I, II цепь с отпайкой на ПС Родник на участке от ПС 220 кВ Когалым до отпайки на ПС 110 кВ Родник с заменой провода АС-150 на провод АСТ-150 ориентировочной протяженностью 4,4 км	АО «Россети Тюмень»	110	км	–	–	2×4,4	–	–	–	–	8,8				
3	Строительство ПС 110 кВ Брест с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «НК «Роснефть»	110	МВА	–	–	–	–	2×40	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	–	30,0
	Строительство двух ВЛ 110 кВ Вектор – Брест ориентировочной протяженностью 28,5 км каждая		110	км	–	–	–	–	2×28,5	–	–	–				
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Таврическая – КНС-5 I, II цепь на участке от ПП 110 кВ Таврическая до ПС 110 кВ КНС-1 с заменой провода марки АС-95 на провод АС-150 ориентировочной протяженностью 12,135 км	АО «Россети Тюмень»	110	км	2×12,135	–	–	–	–	–	–	24,27	Обеспечение технологического присоединения потребителей ТПП «Повхнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	ТПП «Повхнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»	–	4,0
5	Строительство ПС 110 кВ Север с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	–	26,0
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Правдинская – Меркурий I, II цепь до ПС 110 кВ Север ориентировочной протяженностью 5,04 км		110	км	–	–	2×5,04	–	–	–	–	–				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
6	Строительство ПС 110 кВ Московская с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	–	27,0
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Чупальская – Кузоваткинская до ПС 110 кВ Московская		110	км	–	2×2,44 0,33	–	–	–	–	–	–				
7	Строительство ПС 110 кВ Радуга с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Славнефть-Нижневартовск», ПАО «НК «Роснефть»	ООО «Славнефть-Нижневартовск» ПАО «НК «Роснефть»	–	10,736 15,011 3,153
	Строительство ВЛ 110 кВ СП Лосинка – Радуга–1,2 ориентировочной протяженностью 25,3 км		110	км	–	–	2×25,3	–	–	–	–	–				
8	Реконструкция ПС 220 кВ Болчары с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый и сооружением ПП 110 кВ Болчары в районе ПС 220 кВ Болчары с присоединением к ПС 220 кВ Болчары	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	–	2×125	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть»	ПАО «НК «Роснефть», АО «НК «Конданефть»	–	12,3 7,8 3,4 7,93
	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПП 110 кВ Болчары до точки врезки в ВЛ 110 кВ Батово – Чапровская I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Невская с образованием ВЛ 110 кВ Болчары – Батово I, II цепь с отпайками ориентировочной протяженностью 65 км каждая	АО «Россети Тюмень»	110	км	–	–	–	–	–	2×65	–	130				
	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Батово до точки врезки в ВЛ 110 кВ Снежная – Фоминская 1, 2 с отпайками с образованием ВЛ 110 кВ Батово – Снежная I, II цепь с отпайкой на ПС Горноправдинская и ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная ориентировочной протяженностью 8,063 км и 9 км		110	км	–	–	–	–	–	8,063 9	–	17,063				
	Реконструкция ВЛ 110 кВ Батово – Фоминская I, II цепь с отпайкой на ПС 110 кВ Выкатная с заменой провода на участке от ПС 110 кВ Фоминская до отпайки на ПС 110 кВ Выкатная на провод АС-150 ориентировочной протяженностью 6,26 км		110	км	–	–	–	–	–	2×6,26	–	12,52				
9	Строительство ПС 110 кВ Пойковская-2 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «НК Роснефть»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть»	ПАО «НК «Роснефть»	–	57,0
	Строительство двух ВЛ 110 кВ Правдинская – Пойковская-2 ориентировочной протяженностью 18,8 км каждая		110	км	–	2×18,8	–	–	–	–	–	–				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
	Строительство ПС 110 кВ Водозабор-2 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80					
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Правдинская – Пойковская-2 I, II цепь до ПС 110 кВ Водозабор-2 ориентировочной протяженностью 42,35 км каждая		110	км	–	2×42,35	–	–	–	–	–	–					84,7
	Реконструкция ПС 220 кВ Правдинская с установкой третьего автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 125 МВА		220	МВА	–	1×125	–	–	–	–	–	–					125
10	Строительство ПС 110 кВ Чагора с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»	126,0	–	
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Снежная – Западно-Салымская I, II цепь до РУ 110 кВ ПС 110 кВ Чагора ориентировочной протяженностью 0,85 км каждая		110	км	2×0,85	–	–	–	–	–	–	–					1,7
11	Строительство ПС 110 кВ в районе КНС-39 с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Самотлорнефтегаз»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Самотлорнефтегаз»	АО «Самотлорнефтегаз»	–	28,9	
	Строительство двух ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Мираж до ПС 110 кВ в районе КНС-39 ориентировочной протяженностью 16,18 км каждая		110	км	–	–	2×16,18	–	–	–	–	–					32,36
12	Строительство надстройки 220 кВ на ПП 110 кВ Угутский (ПС 220 кВ Погорелова) с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью 125 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	220	МВА	–	–	–	–	2×125	–	–	250	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НК «Роснефть», ООО «КанБайкал»	ПАО «НК «Роснефть», ООО «КанБайкал»	–	24 30 3,153 18,7 23 11,7 9,4	
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Святогор – Погорелова ориентировочной протяженностью 79,937 км каждая		220	км	–	–	–	–	2×79,937	–	–	–					159,874
13	Строительство ПС 110 кВ ЮКМ с двумя трансформаторами 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый	ООО «Газпромнефть-Хантос»	110	МВА	–	–	–	2×10	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Газпромнефть-Хантос»	ООО «Газпромнефть-Хантос»	–	4,9	
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Восточный – Чистинная I, II цепь до ПС 110 кВ ЮКМ ориентировочной протяженностью 3,271 км каждая		110	км	–	–	–	2×3,271	–	–	–	–					6,542
14	Реконструкция ВЛ 220 кВ Луговая – Сотник-1 с заменой провода ориентировочной протяженностью 2,35 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2,35	–	–	–	2,35	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «РН-Уватнефтегаз»	ООО «РН-Уватнефтегаз»	126	86,9	
15	Строительство ПС 110 кВ с трансформатором 110/6 кВ мощностью 10 МВА	НК «Русснефть»	110	МВА	–	–	10	–	–	–	–	10	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «НК «Русснефть»	ООО «НК «Русснефть»	–	4,9	
	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Северный-Варьерган – Таврическая-1 до новой ПС 110 кВ		110	км	–	–	н/д	–	–	–	–	–					н/д

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
16	Реконструкция ПС 110 кВ Вандрас с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 2,5 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×6,3	–	–	–	–	–	–	6,3	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	2,52	3,08

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 для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2024–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 500 кВ Белозерная с заменой автотрансформаторов 5АТ 220/110/10 кВ, 6АТ 220/110/10 кВ и 7АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	–	–	2×200	–	400	Реновация основных фондов

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 мероприятий, направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Самотлор с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
2	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
3	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
4	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
5	Реконструкция ПС 110 кВ Юмас с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЮРЭСК»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

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 проектов по развитию электрической сети Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию проектов представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию проектов определены на основании УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [2]).

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 и основных параметров прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

– прогноза социально-экономического развития Российской Федерации 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 [3];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

В регионах Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа и Курганской области (далее – рассматриваемые субъекты) оценка тарифных последствий выполнена без региональной дифференциации, на данных территориях исполнительным органом власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов принято единое решение по установлению единых (котловых) тарифов на передачу электрической энергии по сетям.

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» 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 2023 год на территориях рассматриваемых регионов осуществляют свою деятельность 38 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «Россети Тюмень» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 63 % в суммарной НВВ сетевых организаций рассматриваемых субъектов).

Для целей оценки тарифных последствий детально учитывались и прогнозировались затраты на услуги по передаче электрической энергии наиболее крупных ТСО субъектов 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 рассматриваемых субъектов 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

– затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – 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, рассчитанная 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 2022 год в соответствии с:

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

– информацией, представленной ТСО в соответствии с требованиями п. 26 «б» приказа Минэнерго России от 20.12.2022 № 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике» (вступил в силу 27.03.2023);

– 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 Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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 2022 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 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. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

Коэффициент, отражающий долю чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды, определен на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 26 %.

¹ Решение Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022.

Постановления Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 29.11.2022 № 55-4.

Постановления Департамента государственного регулирования цен и тарифов Курганской области от 29.11.2022 № 37.

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

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

Таблица 21 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – долг/ЕВИТДА не более 3,5 (определяется с учетом прогнозной величины амортизационных отчислений)
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
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 2023 год распоряжением Региональной энергетической комиссии Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа от 29.11.2022 № 33 (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО рассматриваемых субъектов, 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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 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).

компания – 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 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей рассматриваемых субъектов, 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 рассматриваемых субъектов, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в рассматриваемых регионах, 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 2023 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 экономически обоснованных единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии и скорректированных затрат на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период.

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

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

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии рассматриваемых субъектов по тарифному решению	3 %	5 %	5 %	5 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	1,9 %	1,8 %	1,4 %	0,9 %	0,8 %	0,3 %

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 утверждена инвестиционная программа основной ТСО, принято, что объемы капитальных вложений сохраняются в размере последнего года утвержденной инвестиционной программы.

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для рассматриваемых регионов представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для рассматриваемых регионов (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	11942	12695	11878	10297	10297	10297
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	687	720	639	–	–	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	15330	14238	10784	13013	13013	13013

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений,

предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 24 и на рисунке 6.

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

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

Наименование	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	113,5	119,9	126,0	132,4	137,2	142,1
НВВ	млрд руб.	113,9	120,1	124,4	127,3	131,5	135,8
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,5	0,3	-1,6	-5,1	-5,7	-6,3
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,3
Среднегодовой темп роста	%	–	104	104	104	103	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2
Среднегодовой темп роста	%	–	104	102	101	103	103
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	0,004	-0,03	-0,08	-0,09	-0,10

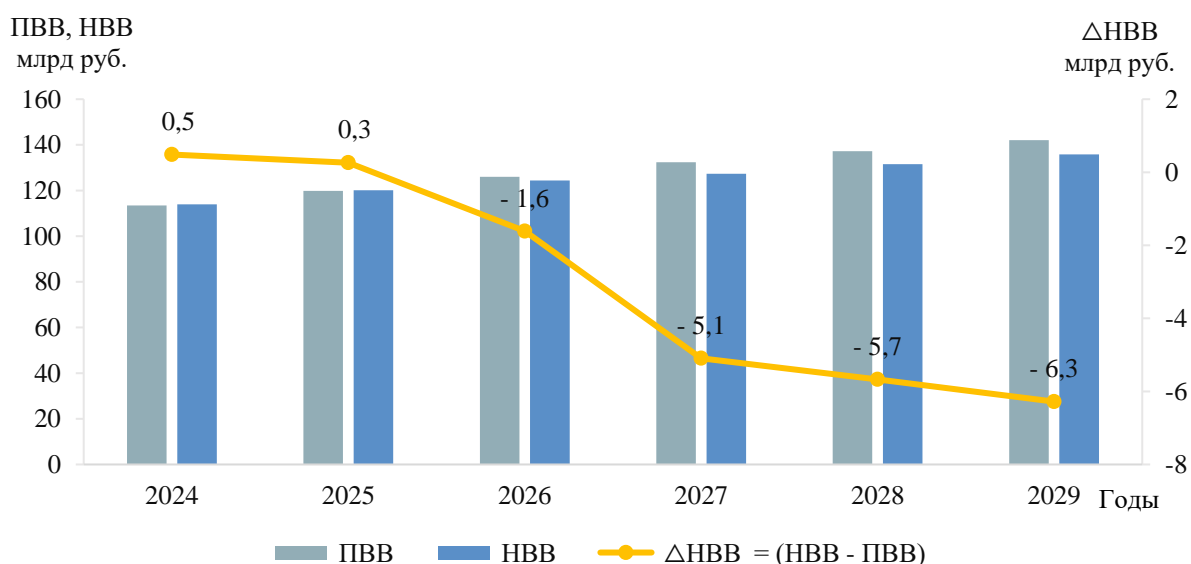


Рисунок 6 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый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

Как видно из таблицы 24, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО рассматриваемых субъектов 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 рассматриваемых субъектов при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, выполнена оценка чувствительности экономических условий. Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений заключается в расчете ПВВ при различных сценариях темпов изменения среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии.

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

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

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

– сценарий 3 – средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии зафиксирован на уровне 2023 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 выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 4,8 и 12,1 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 7.

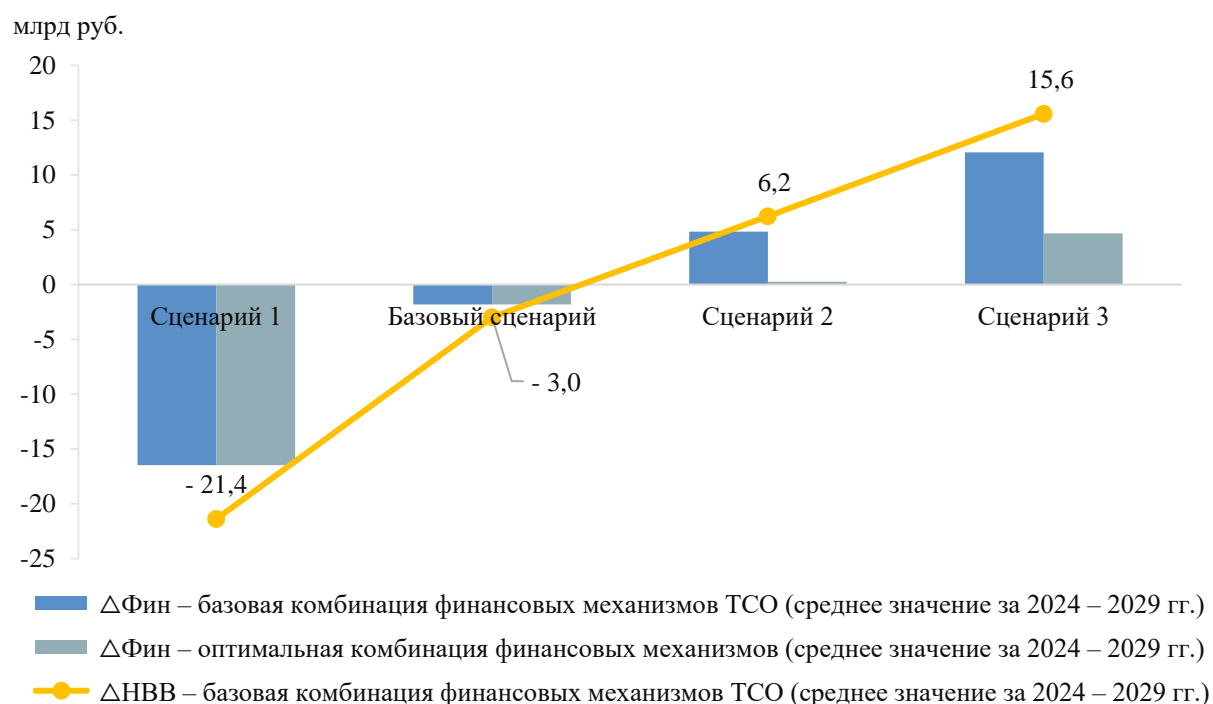


Рисунок 7 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки снижения (ликвидации) дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 25.

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

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	5 %	5 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	20 %	35 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 7, в прогнозном периоде возможно снижение дефицита финансирования инвестиций за счет изменения финансовых механизмов в сценарии 2 и в наиболее пессимистичном сценарии 3 (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) за счет увеличения доли бюджетного финансирования (таблица 25).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, 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 территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры оценивается в 2029 году в объеме 73626 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,40 %.

Потребление мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры к 2029 году увеличится и составит 9816 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,53 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 7368–7503 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в объеме 80,1 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, расположенных на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, в 2029 году составит 14284,6 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в рассматриваемый перспективный период, позволит повысить эффективность функционирования энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 км и выше протяженностью 825,67 км, трансформаторной мощности 2493,3 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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

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

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

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2029 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, территория Ханты-Мансийского автономного округа – Югры														
Сургутская ГРЭС-1	ПАО «ОГК-2»			Газ										
		1	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		2	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		3	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		4	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		5	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		6	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		7	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		8	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		9	К-200-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		10	К-210-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		11	К-210-130-3		215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	
		12	Т-178/210-130		178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	178,0	190,0	190,0	Модернизация в 2028 г.
		13	К-210-130-3		215,0	215,0	215,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	190,0	Модернизация в 2025 г.
		14	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		15	Т-180/210-130-1		180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	180,0	
		16	К-210-130-3	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0	215,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	3333,0	3333,0	3333,0	3308,0	3308,0	3308,0	3320,0	3320,0		
Сургутская ГРЭС-2	ПАО «Юнипро»			Газ										
		1	К-830-240-5М		830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	
		2	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2026 г.
		3	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2027 г.
		4	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2025 г.
		5	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	810,0	
		6	К-810-240-5		810,0	810,0	810,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	830,0	Модернизация в 2025 г.
		7	ПГУ-400		396,9	396,9	396,9	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	410,0	Модернизация в 2025 г.
		8	ПГУ-400	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2	410,2		
Установленная мощность, всего		–	–	–	5687,1	5687,1	5687,1	5740,2	5760,2	5780,2	5780,2	5780,2		
Нижневартовская ГРЭС	АО «Нижневартовская ГРЭС»			Газ										
		1	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		2	К-800-240-5		800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	800,0	
		3	ПГУ	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0	431,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0	2031,0		
ПЭС «Казым»	ПАО «Передвижная энергетика»			Газ										
		1	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ДА14Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ДЦ59Л		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ДА14Л	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
Приобская ГТЭС	ООО «РН-Юганскнефтегаз»			Газ									
		1	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		2	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		3	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		4	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		5	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		6	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
		7	SGT-800		45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	
ГТЭС Южно-Приобская	ООО «Газпромнефть-Хантос»			Газ									
		1	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		7	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		8	ГТУ-12ПГ-1 (ЭГЭС-12-С)		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	
Западно-Чигоринская ГТЭС (ГТЭС Западно-Чигоринского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТД-6/PM		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	
Тромбеганская ГТЭС (ГТЭС Тромбеганского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТД-6/PM		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	
Верхне-Надымская ГТЭС (ГТЭС Верхненадымского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	ГТД-6/PM		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Конитлорская ГТЭС-1 (ГТЭС Конитлорского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		5	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		6	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
Рускинская ГТЭС (ГТЭС Рускинского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Биттемская ГТЭС (ГТЭС Биттемского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Лукьявинская ГТЭС (ГТЭС Лукьявинского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Лянторская ГТЭС-1 (ГТЭС №1 Лянторского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Лянторская ГТЭС-2 (ГТЭС №2 Лянторского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	ПС-90ГП-1	Газ									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Конитлорская ГТЭС-2	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Западно-Камынская ГТЭС (ГТЭС Западно-Камынского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Мурьяунская ГТЭС (ГТЭС Мурьяунского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Юкьяунская ГТЭС (ГТЭС Юкьяунского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»	1	НК-16СТ	Газ									
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
					12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
Северо-Лабатьюганская ГТЭС (ГТЭС Северо-Лабатьюганского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
Рогожниковская ГТЭС-1 (ГТЭС-1 Рогожниковского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Рогожниковская ГТЭС-2 (ГТЭС№2 Рогожниковского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Северо-Селияровская ГПЭС	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
Установленная мощность, всего		–	–	–	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	
Западно-Сахалинская ГПЭС	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
Ватлорская ГПЭС	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
ГПЭС-1 Восточно-Елового месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		3	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		4	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		5	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		6	JGC 320 GS-S.L		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
ГПЭС-2 Восточно-Сургутского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		2	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		3	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		4	QSV81G		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		5	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		6	QSV91G	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	
ГПЭС-3 Яунлорского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
		4	QSV91G	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5		
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
Северо-Лабатьюганская ГТЭС-2 (ГТЭС №2 Северо-Лабатьюганского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	НК-16СТ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
ГТЭС Вачимского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	НК-16СТ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
ГТЭС ДНС-3 Восточно-Сургутского месторождения (ГТЭС Восточно-Сургутского месторождения)	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	НК-16СТ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
ГТЭС Федоровского месторождения	ПАО «Сургутнефтегаз»			Газ									
		1	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	НК-16СТ		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	НК-16СТ	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	
Приразломная ГТЭС (ЭСН Приразломная)	ООО «РН-Юганскнефтегаз»			Попутный нефтяной газ									
		1	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		2	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		3	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		4	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		5	Д-30ЭУ-2		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		6	Д-30ЭУ-2	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0		
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
ГТЭС Западно-Малобалыкского месторождения	ООО «ЮрскНефть»			Газ									
		1	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		2	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		3	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		4	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		5	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		6	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		7	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
		8	ОР16-3А		1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
Установленная мощность, всего	–	–	–	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4		
ГПЭС Восточно-Толумского месторождения	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	JGC 320 GS-S.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего	–	–	–	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3		
ГПЭС Северо-Даниловского месторождения	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		2	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		3	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		4	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		5	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		6	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		7	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		8	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		9	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		10	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		11	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
		12	JGC 620 GS-S.L		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2	36,2		
ГТЭС Ватъеганского месторождения (ГТЭС-72)	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		5	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		6	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0		
ГТЭС Каменного л.у.	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего	–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
ГТЭС Тевлино-Русскинского месторождения (ГТЭС-48)	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Попутный нефтяной газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ГТЭС Повховского месторождения (ГТЭС-48)	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ГТЭС Покачевского месторождения (ГТЭС-48)	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»			Газ									
		1	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		3	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	ГТУ-12ПГ-2		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	48,0	
ГТЭС ДНС-3 на Когалымском месторождении	ЗАО «Лукойл-АИК»			Газ									
		1	Taurus 60		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
		2	Taurus 60		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
		3	Taurus 60		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	
ГТЭС на ДНС-2 ЦППН Когалымского месторождения	ЗАО «Лукойл-АИК»			Газ									
		1	Taurus 60		5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
Установленная мощность, всего		–	–	–	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
ГТЭС Ново-Покурского месторождения	ПАО «СН-МНГ»			Газ									
		1	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		2	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		3	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	
ГТЭС Покамасовского месторождения	ПАО «СН-МНГ»			Газ									
		1	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
		2	Taurus60		4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ГПЭС КНС-2	ООО «Газпромнефть-Хантос»			Газ									
		1	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		7	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		8	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		9	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		10	JGC 320 GS -S.L. «Jenbacher»		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5		
ГТЭС Западно-Салымская	ООО «Салым Петролеум Девелопмент»			Газ									
		1	T 130S GS Titan 130		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		2	T 130S GS Titan 130		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		3	T 130S GS Titan 130		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
		4	T 130S GS Titan 130		15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0		
Няганская ГРЭС	ПАО «Фортум»			Газ									
		1	ПГУ		453,2	453,2	453,2	453,2	453,2	453,2	453,2	453,2	
		2	ПГУ		453,1	453,1	453,1	453,1	453,1	453,1	453,1	453,1	
		3	ПГУ		454,7	454,7	454,7	454,7	454,7	454,7	454,7	454,7	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1361,0	1361,0	1361,0	1361,0	1361,0	1361,0	1361,0		
ГТЭС «Каменная»	АО «РН- Няганьнефтегаз»			Газ									
		1	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		2	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		3	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		4	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		5	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		6	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		7	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		8	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		9	ГТД-8PM		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
ГПЭС Кирско-Коттынского месторождения	ООО «Башнефть-Добыча»			Попутный газ									
		1	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		8	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0		
ГПЭС Соровского месторождения	ООО «Соровскнефть»			Попутный газ									
		1	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		2	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		8	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		9	QSV91G		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
10	QSV91G	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5				
Установленная мощность, всего		–	–	–	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4		
ГПЭС ДНС-2 Западно-Асомкинского месторождения	ПАО «СН-МНГ»			Газ									
		2	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		3	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		4	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		5	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		6	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		7	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		8	QSV91G (ГПА)		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
		Установленная мощность, всего			–	–	–	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8	10,8
ГПЭС на Верхне-Шапшинском месторождении (Энергокомплекс на Верхне-Шапшинском месторождении)	ООО «РусГазСервис»			Попутный газ									
		1	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		4	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		5	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		6	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		7	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		8	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		9	JGC 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
10	JGC 420 GS-B01	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4				
Установленная мощность, всего		–	–	–	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
ГПЭС на Нижне-Шапшинском месторождении (Автономная электростанция на Нижне-Шапшинском месторождении)	ООО «РусГазСервис»			Попутный газ										
		1	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		4	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		5	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		6	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		7	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		8	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		9	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		10	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		11	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		12	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		13	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		14	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		15	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		16	J 420 GS-B01		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
	17	J 420 GS-B01	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4			
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8	23,8		
ГПЭС Омбинского месторождения	ООО «Альянс-Энерджи»			Попутный газ										
		1	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		2	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		3	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		4	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		5	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		6	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		7	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		8	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		9	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		10	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
		11	G3516SITA		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
	12	G3516SITA	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0			
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4		
ГПЭС «Хантэк-Южная»	ООО «РусГазСервис»			Газ										
		1	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		4	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		5	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		6	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		7	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		8	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		9	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		10	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		11	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
	12	JGC 420 GS-S.L	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4			
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание		
														Установленная мощность (МВт)	
ГПЭС 24 МВт на Приразломном месторождении	АО «БерезкаГаз Обь»			Газ											
		1	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		2	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		4	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		5	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		6	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		7	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		8	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		9	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		10	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		11	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		12	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		13	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		14	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		15	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		16	JGC 420 GS-S.L		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
17	JGC 420 GS-S.L	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4				
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9	23,9			
ГПЭС Аггреко-1	ООО «Аггреко Евразия»			Газ											
		1	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1		
		2	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		7	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		8	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		9	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		10	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		11	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		12	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		13	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		14	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		15	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
16	QSK60 Gas Cummins	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1				
Установленная мощность, всего	–	–	–	–	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9			

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ГПЭС Агреко-2	ООО «Агреко Евразия»			Газ									
		1	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		2	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		3	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		4	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		5	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		6	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		7	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		8	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		9	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		10	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		11	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		12	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		13	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		14	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
		15	QSK60 Gas Cummins		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
16	QSK60 Gas Cummins	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1				
Установленная мощность, всего					–	–	–	–	–	–	–	–	
					17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	

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 Ханты-Мансийского автономного округа – Югры

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 500 кВ Белозерная с заменой автотрансформаторов 5АТ 220/110/10 кВ, 6АТ 220/110/10 кВ и 7АТ 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×200	–	400	–	Реновация основных фондов	845,1	845,1
2	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Самотлор с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	252,11	252,11
3	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Промысловая с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	252,11	252,11
4	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Дорожная с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	252,11	252,11

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
5	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Яун-Лор с заменой трансформаторов 1Т 110/35/6 кВ и 2Т 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Россети Тюмень»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	252,11	252,11
6	Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра	Реконструкция ПС 110 кВ Юмас с заменой трансформаторов 1Т 110/35/10 кВ и 2Т 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «ЮРЭСК»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	2023	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	228,66	228,66

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), 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, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.

2²⁾ Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются 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, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.