

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА НОВОСИБИРСКОЙ ОБЛАСТИ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Описание энергосистемы	8
1.1 Основные внешние электрические связи.....	8
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	8
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	9
1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период	10
1.5 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.6 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	13
2 Описание особенностей и проблем текущего состояния электроэнергетики, а также перспективных планов по развитию электрических сетей, необходимых для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), надежного функционирования ЕЭС России	21
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	21
2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская	21
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.....	23
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	23
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	36
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	36
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	36
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	36
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	43
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы	44
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	44
3.2	Прогноз потребления электрической энергии	48
3.3	Прогноз потребления мощности.....	49
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	50
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы	52
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	52
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 Новосибирской области.....	54
4.3	Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	63
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	65
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	67
6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	68
7	Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	69
7.1	Основные подходы	69
7.2	Исходные допущения.....	70
7.2.1	Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	73
7.3	Результаты оценки тарифных последствий	74
7.4	Оценка чувствительности экономических условий.....	76
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	78
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	79

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	80
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.....	82

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИП	–	инвестиционный проект
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КС	–	контролируемое сечение
ЛЭП	–	линия электропередачи
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МСК	–	московское время – время часовой зоны, в которой расположена столица Российской Федерации – город Москва. Московское время соответствует третьему часовому поясу в национальной шкале времени Российской Федерации UTC(SU)+3
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОН	–	отключение нагрузки
ОЭС	–	объединенная энергетическая система
ПАР	–	послеаварийный режим
ПВВ	–	прогнозная валовая выручка
ПМЭС	–	предприятие магистральных электрических сетей
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы

Средний единый (котловой) тариф	–	средний (без учета дифференциации по диапазонам напряжения и категориям потребителей) тариф на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании территориальным сетевым организациям, используемый в целях расчетов с потребителями услуг (кроме сетевых организаций), расположенными на территории соответствующего субъекта Российской Федерации, независимо от того, к сетям какой сетевой организации они присоединены
СРМ	–	схемно-режимные мероприятия
T	–	трансформатор
TНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
TУ	–	технические условия
TЭС	–	тепловая электростанция
TЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФАС России	–	Федеральная антимонопольная служба
ШР	–	шунтирующий реактор
ЭПУ	–	энергопринимающие устройства
ЭЭ	–	электрическая энергия
$S_{длн}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{ном}$	–	номинальная полная мощность
$U_{ном}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Новосибирской области за период 2019–2023 годов. За отчетный принимается 2023 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области на каждый год перспективного периода (2025–2030 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2030 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Новосибирской области на период до 2030 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети;

- 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 Новосибирской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ и обслуживает территорию Новосибирской области.

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

– филиал ПАО «Россети» – Западно-Сибирское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Алтайского края, Новосибирской и Омской областей;

– АО «Электромагистраль» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 220 кВ на территории Новосибирской области;

– АО «Региональные электрические сети» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Новосибирской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема Новосибирской области связана с энергосистемами:

– Кемеровской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 4 шт.;

– Омской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Омское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., КВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт. (каждая из которых пересекает границу Республики Казахстан), ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

– Республики Алтай и Алтайского края (Филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 5 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт.;

– Томской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Кемеровское РДУ): ВЛ 110 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

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

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Новосибирской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ОАО «РЖД»	248,0
Более 50 МВт	
Филиал ООО «Эл 6» г. Новосибирск	93,0
Тепличные комбинаты (ООО ТК «Толмачёвский», ООО ТК «Новосибирский», ООО ТК «Обской»)	69,0
Более 10 МВт	
АО «Искитимцемент»	31,0
МУП г. Новосибирска «Горводоканал»	31,0
ООО «НТСК»	29,0
АО «Аэропорт Толмачево»	19,0
ФКП «Анозит»	15,0
ПАО «НЗХК»	14,0
Филиал ПАО «ОАК»-НАЗ им. В.П. Чкалова	14,0
АО «Разрез Колыванский»	12,0
АО «НСЗ»	12,0
АО «РИД Групп-Новосибирск»	11,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области на 01.01.2024 составила 3027,6 МВт, в том числе: ГЭС – 490,0 МВт, ТЭС – 2537,6 МВт.

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

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

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

Наименование	На 01.01.2023	Изменение мощности				На 01.01.2024
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемар- кировка	Прочие изменения	
Всего	3027,6	–	–	–	–	3027,6
ГЭС	490,0	–	–	–	–	490,0
ТЭС	2537,6	–	–	–	–	2537,6

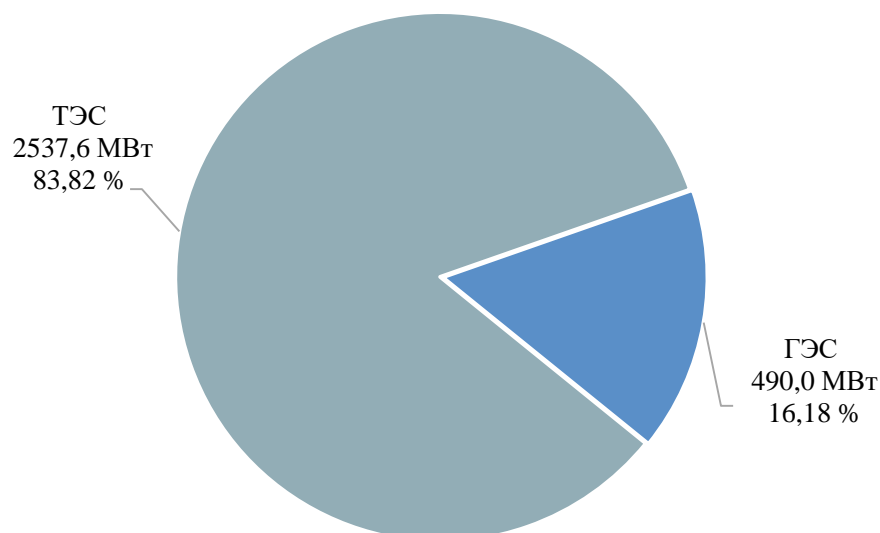


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области по состоянию на 01.01.2024

1.4 Фактический объем производства электроэнергии электростанциями в ретроспективный период

Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Новосибирской области в 2023 году составило 13981,1 млн кВт·ч, в том числе: на ГЭС – 2177,2 млн кВт·ч, ТЭС – 11803,9 млн кВт·ч.

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

Таблица 3 – Производство электрической энергии на электростанциях энергосистемы Новосибирской области за период 2019–2023 годов, млн кВт·ч

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Производство электрической энергии	13198,3	12361,7	12791,0	14418,7	13981,1
ГЭС	2047,2	2265,8	2005,7	1753,0	2177,2
ТЭС	11151,1	10096,0	10785,3	12665,7	11803,9

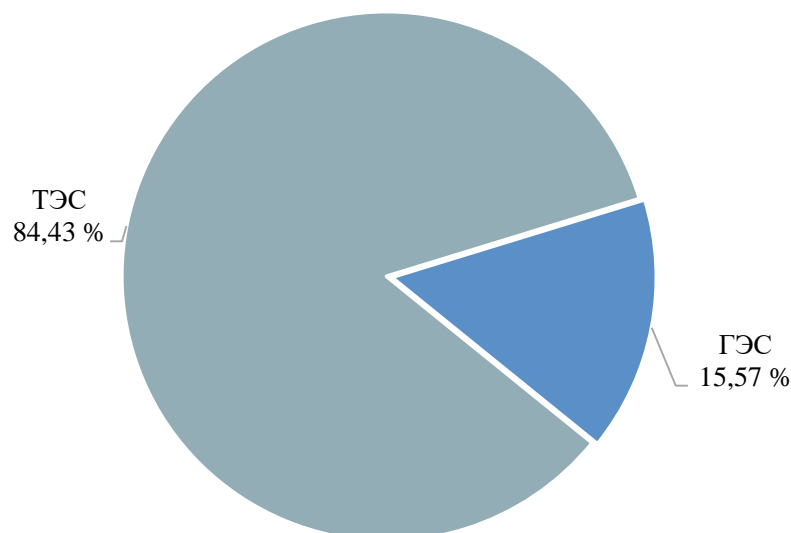


Рисунок 2 – Структура производства электрической энергии электростанций энергосистемы Новосибирской области в 2023 году

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

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

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

Наименование показателя	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	16381	15963	17095	17326	17423
Годовой темп прироста, %	-0,94	-2,55	7,09	1,35	0,56
Максимум потребления мощности, МВт	2902	2887	2974	3013	3157
Годовой темп прироста, %	1,79	-0,52	3,01	1,31	4,78
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5645	5530	5748	5750	5519
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	08.02 07:00	28.12 07:00	26.01 07:00	09.12 07:00	13.12 07:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-31,1	-30,7	-29,8	-20,7	-30,3

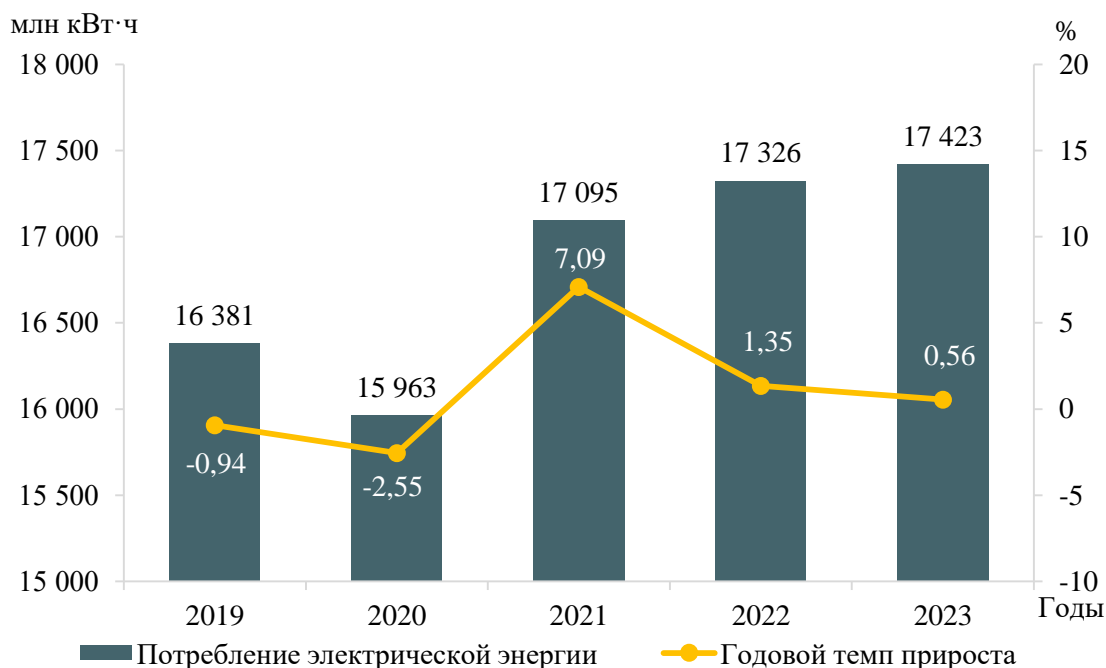


Рисунок 3 – Потребление электрической энергии энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

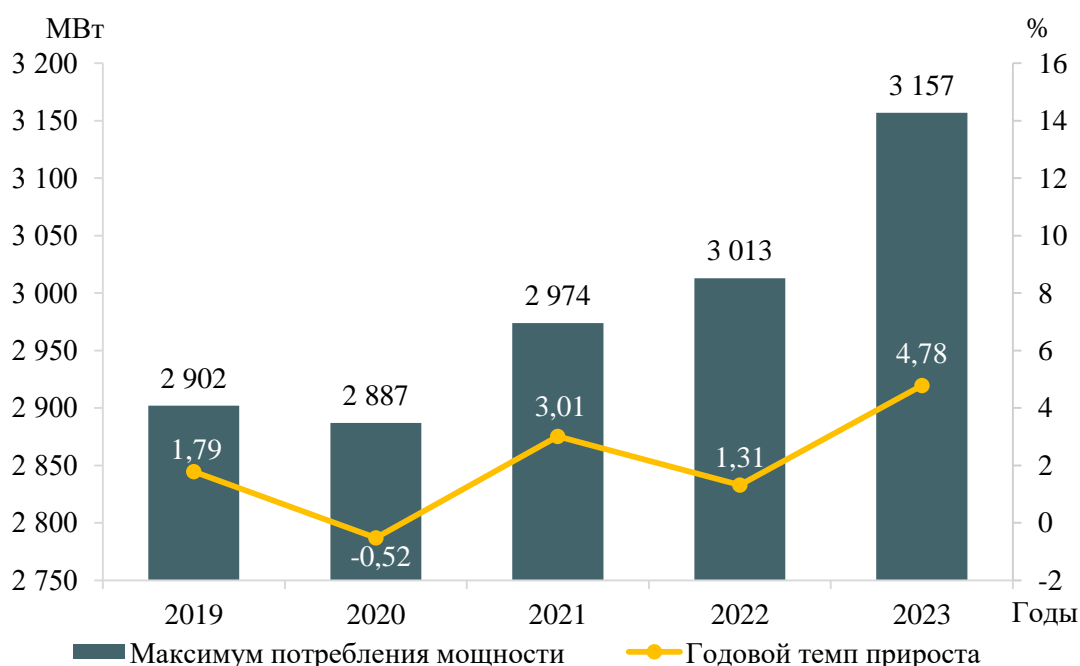


Рисунок 4 – Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

За период 2019–2023 годов потребление электрической энергии энергосистемы Новосибирской области увеличилось на 887 млн кВт·ч и составило в 2023 году 17423 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,05 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 7,09 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 2,55 %.

За период 2019–2023 годов максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области увеличился на 306 МВт и составил 3157 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,06 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 4,78 % в 2023 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2020 году и составило 0,52 %, Снижение потребления мощности в 2020 году и его рост в 2021 году обусловлены в том числе началом пандемии и последующим смягчением эпидемиологических ограничений.

Исторический максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области был зафиксирован в 2023 году в размере 3157 МВт.

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

- введением ограничений, направленных на недопущение распространения COVID-2019, в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления в сфере услуг и населением;
- ростом потребления объектами железнодорожного транспорта.

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

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

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Барышевская I цепь (К-27) до ПС 110 кВ Сады – Гиганта протяженностью 0,684 км	ООО «Сады Гиганта»	2019	0,684 км
2	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Кошево с отпайками до ПС 110 кВ Барлак протяженностью 9,08755 км	АО «РЭС»	2020	9,08755 км
3	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Северная I цепь с отпайкой на ПС Светлая (К-9) протяженностью 4,99 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2020	4,99 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Восточная – Северная II цепь с отпайками (К-10) протяженностью 4,99 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2020	4,99 км
5	110 кВ	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Полярная – Биаза (З-40) на ПС 110 кВ Верх-Тарская протяженностью 37,1 км каждый с образованием ВЛ 110 кВ Биаза – Верх-Тарская и ВЛ 110 кВ Верх-Тарская – Полярная	АО «Новосибирск-нефтегаз»	2021	2×37,1 км
6	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Восточная – Лазурная с отпайками до ПС 110 кВ Барлак протяженностью 9,08755 км	АО «РЭС»	2021	9,08755 км
7	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Заречная – Искитимская I цепь с отпайками (Ю-5) протяженностью 0,93 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,93 км
8	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Заречная – Искитимская II цепь с отпайками (Ю-6) протяженностью 0,93 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,93 км
9	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Горская (К-30) с заменой кабеля протяженностью 1,03 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	1,03 км
10	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Тепловая (К-29) с заменой провода протяженностью 0,645 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,645 км
11	110 кВ	Реконструкция КВЛ 110 кВ ПП Библиотечный – Горская (К-32) с заменой опор и кабеля протяженностью 0,486 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,486 км
12	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Вертковская протяженностью 0,667 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,667 км
13	110 кВ	Реконструкция КЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-2 – Кировская протяженностью 0,667 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	2021	0,667 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
14	220 кВ	Реконструкция КВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Научная с заменой провода на кабель протяженностью 0,597 км с увеличением пропускной способности	АО «Электромагистраль»	2021	0,597 км
15	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Текстильная – Аэропорт I цепь (А-1) до ПС 110 кВ Новопорт протяженностью 0,148 км	АО «Аэропорт Толмачево»	2022	0,148 км
16	110 кВ	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Текстильная – Аэропорт II цепь (А-2) до ПС 110 кВ Новопорт протяженностью 0,148 км	АО «Аэропорт Толмачево»	2022	0,148 км
17	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Посевная – Евсино I цепь с отпайкой на ПС Гранит (Ю-11 Посевная – Евсино) в пролетах опор №108 – №108/1 протяженностью 0,09 км	АО «РЭС»	2023	0,09 км
18	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Посевная – Евсино I цепь с отпайкой на ПС Гранит (Ю-11 Посевная – Евсино) в пролетах опор №113 – №113/1 протяженностью 0,105 км	АО «РЭС»	2023	0,105 км
19	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Посевная – Дорогино II цепь (Ю-12 Посевная – Дорогино) в пролетах опор №108 – №108/1 протяженностью 0,09 км	АО «РЭС»	2023	0,09 км
20	110 кВ	Реконструкция ВЛ 110 кВ Посевная – Дорогино II цепь (Ю-12 Посевная – Дорогино) в пролетах опор №113 – №113/1 протяженностью 0,105 км	АО «РЭС»	2023	0,105 км
21	220 кВ	Реконструкция ВЛ 220 кВ Тулинская – Дружная с отпайкой на ПС Строительная (257) протяженностью 0,05 км	АО «Электромагистраль»	2023	0,05 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Животновод с заменой трансформатора 1Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «РЭС»	2019	25 МВА
2	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная (Н) с заменой трансформатора 1Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «РЭС»	2019	63 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
3	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карасукская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА и 2Т 110/10 кВ мощностью 15 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	2019	2×25 МВА
4	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карачи с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2019	16 МВА
5	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Колывань с заменой трансформатора 1Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «РЭС»	2019	25 МВА
6	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Пашино с заменой трансформатора 2Т 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2019	40 МВА
7	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Первомайская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	2019	2×40 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Сады Гиганта с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ООО «Сады Гиганта»	2019	25 МВА
9	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Текстильная с заменой трансформатора 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2019	40 МВА
10	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Красногорская с заменой трансформатора 1Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2019	40 МВА
11	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Силикатная с заменой трансформатора 1Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «РЭС»	2019	16 МВА
12	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Горловская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «Разрез Колыванский»	2019	2×16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Баганская с заменой трансформатора 2Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «РЭС»	2020	16 МВА
14	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Барлак с одним трансформатором 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «РЭС»	2020	16 МВА
15	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Волочаевская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	2020	2×25 МВА
16	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Горская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	2020	2×40 МВА
17	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ельцовская (Н) с заменой трансформатора 1Т 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2020	40 МВА
18	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Животновод с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «РЭС»	2020	25 МВА
19	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Забулга с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	ОАО «РЖД»	2020	10 МВА
20	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Заречная (Н) с заменой трансформатора 2Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «РЭС»	2020	63 МВА
21	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Иня-Восточная с заменой трансформатора Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
22	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Карачи с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
23	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Колывань с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «РЭС»	2020	25 МВА
24	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Лесная Поляна с заменой трансформатора Т2 110/10 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2020	16 МВА
25	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Пашино с заменой трансформатора 1Т 110/10/10 кВ мощностью 32 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2020	40 МВА
26	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Центральная (Н) с заменой трансформаторов 1Т 110/10/6 кВ и 2Т 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	2020	2×63 МВА
27	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Татарская с установкой второго трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Электромагистраль»	2020	40 МВА
28	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный брод с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 15 МВА	ОАО «РЖД»	2020	15 МВА
29	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Баганская с заменой трансформатора 1Т 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «РЭС»	2021	16 МВА
30	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Барлак с установкой второго трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА	АО «РЭС»	2021	16 МВА
31	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Барышевская с заменой трансформатора 1Т 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2021	40 МВА
32	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Верх-Тарская с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «Новосибирск-нефтегаз»	2021	2×10 МВА
33	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный брод с заменой трансформатора Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2021	25 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
34	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Инская тяг. с заменой трансформатора 110/10 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2021	16 МВА
35	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Иня-Восточная с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	2021	16 МВА
36	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Обь с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ мощностью 15 МВА и Т2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
37	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Чемская с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	2021	2×40 МВА
38	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Черепаново тяг. с заменой трансформатора Т2 110/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2021	25 МВА
39	220 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Отрадная с заменой автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА на автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «ДВЭУК-ЕНЭС»	2021	63 МВА
40	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Новопорт с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «Аэропорт Толмачево»	2022	2×25 МВА
41	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Барышевская с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «РЭС»	2022	40 МВА
42	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный брод с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 15 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	2022	25 МВА
43	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Коченево с заменой трансформатора Т1 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2022	40 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
44	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Оловозаводская с заменой трансформатора 2Т 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «РЭС»	2022	63 МВА
45	110 кВ	Реконструкция Новосибирской ТЭЦ-2 с заменой двух трансформаторов 110 кВ мощностью 63 МВА и 80 МВА на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	АО «СИБЭКО»	2022	2×63 МВА
46	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тулинская с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 63 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 40 МВА	АО «Электромагистраль»	2022	40 МВА
47	110 кВ	Реконструкция ПС 220 кВ Тулинская с заменой трансформатора 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «Электромагистраль»	2023	63 МВА
48	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Ересная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	2023	2×40 МВА
49	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Искитимская с заменой трансформаторов Т-3 110/3 кВ и Т-4 110/3 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	2023	2×40 МВА
50	110 кВ	Реконструкция ПС 110 кВ Коченево с заменой трансформатора Т2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	2023	40 МВА

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

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

На территории Новосибирской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО, относится:

– энергоузел ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская.

2.1.1 Энергоузел ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская

В таблице 7 представлены схемно-режимные и режимно-балансовые условия, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергоузле ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых схемно-режимных и режимно-балансовых условий энергоузла ПС 110 кВ Барышевская – ПС 220 кВ Краснополянская

Схемно-режимное и режимно-балансовое условие, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятия), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения (мероприятия)	Итоговые технические решения (мероприятия)
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками и ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками со стороны ПС 110 кВ Барышевская, переток активной мощности в КС «Краснополянская – Торсьма» превышает МДП на величину до 41 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 41 МВт</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 41 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 41 МВт при ТНВ +19 °С²⁾</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 220 кВ Краснополянская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками²⁾</p>
<p>В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме летнего максимума потребления мощности при среднемесячной ТНВ в двойной ремонтной схеме¹⁾, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Краснополянская – Непрерывка с отпайками и ВЛ 110 кВ Краснополянская – Контрольный с отпайками, переток активной мощности в КС «Барышевское» превышает МДП на величину до 37 МВт. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 37 МВт</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 37 МВт при ТНВ +19 °С; АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками с действием на ОН в объеме не менее 37 МВт при ТНВ +19 °С</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками</p>

Примечания

1 ¹⁾ Двойная ремонтная схема – схема электрической сети, характеризующаяся дополнительным по отношению к единичной ремонтной схеме отключенным состоянием линии электропередачи, или единицы генерирующего, или электросетевого оборудования или схема электрической сети, которая формируется по истечении 20 минут после возникновения нормативного возмущения (за исключением нормативного возмущения, приводящего к отключению более одного элемента энергосистемы) в единичной ремонтной схеме электрической сети.

2 ²⁾ Мероприятие выполняется на территории Кемеровской области – Кузбасса.

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 8 представлены данные по ТНВ в дни контрольных замеров (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 8 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2019	18.12.2019	-8,7
	19.06.2019	15,8
2020	16.12.2020	-13,7
	17.06.2020	18,0
2021	15.12.2021	-14,6
	16.06.2021	23,5
2022	21.12.2022	-9,4
	15.06.2022	18,3
2023	20.12.2023	-6,6
	21.06.2023	16,5

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

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

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

2.2.1.1 АО «РЭС»

Рассмотрены предложения АО «РЭС» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 9 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 10 приведены данные по допустимой длительной

перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 11 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 9 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
			2Т	115/11	25	14,55	15,13	12,54	14,28	14,90	14,40	10,45	10,25	11,18	11,15	
1	ПС 110 кВ Верх-Ирмень	110/10	1Т-10	115/11	10	0,69	1,78	0,81	0,88	0,84	0	3,02	3,05	2,56	3,03	0
			2Т-6,3	115/11	6,3	4,55	4,46	6,05	5,48	5,58	2,44	2,82	3,06	3,29	3,45	
2	ПС 110 кВ Воинская	110/10/6	1Т-25	115/11/6,6	25	9,86	8,88	13,54	10,38	9,81	7,35	2,71	6,36	6,36	10,91	0
			2Т-25	115/11/6,6	25	11,39	7,66	7,92	14,22	12,00	7,24	4,14	5,41	5,41	8,10	
3	ПС 110 кВ Дергаусово	110/35/10	1Т-10	115/38,5/11	10	1,22	4,36	3,18	4,60	3,77	0,78	0,48	2,63	0	0,31	0
			2Т-10	115/38,5/11	10	2,58	4,05	3,47	4,16	3,58	1,43	1,01	1,60	3,09	2,03	
4	ПС 110 кВ Сокол	110/10	1Т	115/11	16	4,28	6,49	6,45	4,09	8,15	2,91	3,79	4,55	4,36	3,81	0
			2Т	115/11	16	3,12	1,32	3,09	6,91	4,23	2,04	2,35	2,09	3,51	4,52	
5	ПС 110 кВ Солнечная	110/10	1Т-25	115/11/6,6	25	4,67	4,64	3,71	4,73	6,21	3,93	3,18	5,00	4,85	3,96	0
			2Т-25	115/11/6,6	25	7,73	9,49	11,35	10,68	9,16	6,41	7,17	7,80	7,69	5,79	
6	ПС 110 кВ Сосновка	110/10	1Т-16	115/11	16	5,52	5,24	6,93	7,30	6,82	4,10	4,47	4,18	4,73	4,86	0
			2Т-16	115/11	16	5,71	6,14	7,41	7,13	7,45	5,34	3,87	4,48	3,79	4,21	
7	ПС 110 кВ Юрьевская	110/10	1Т-10	115/11	10	3,36	4,10	3,39	6,94	6,03	2,22	1,63	3,54	4,96	3,61	0
			2Т-10	115/11	10	6,42	6,71	6,56	3,68	5,09	5,14	5,83	3,44	2,86	2,58	

Таблица 10 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию ¹⁾	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Верх-Ирмень	1Т-10	ТДН-10000	1972	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-6,3	ТМН-6300	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Воинская	1Т-25	ТДТН-25000	1988	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-25	ТДТН-25000	1988	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Дергаусово	1Т-10	ТДТН-10000	1975	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-10	ТДТН-10000	1989	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Сокол	1Т	ТДН-16000	1972	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТДН-16000	1983	100	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Солнечная	1Т-25	ТДТН-25000	1984	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-25	ТДТН-25000	1980	66	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Сосновка	1Т-16	ТДН-16000	1973	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-16	ТДН-16000	1976	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Юрьевская	1Т-10	ТДН-10000	1975	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т-10	ТДН-10000	1974	63	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Примечание – ¹⁾ В связи с наличием в АО «РЭС» программы перемещения трансформаторов приведена информация по году изготовления трансформаторов, а не по году ввода на данной ПС.

Таблица 11 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 110 кВ Верх-Ирмень	2021 / зима	6,86	ПС 110 кВ Верх-Ирмень	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,91	0	–	0,09	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96
2	ПС 110 кВ Воинская	2022 / зима	24,6	ПС 110 кВ Воинская	ООО СЗ «НИКОЛЬСКИЙ ПАРК»	16.09.2020	5336622	2025	2,47	0	10	0,99	28,55	28,55	28,55	28,55	28,55	28,55
				ПС 110 кВ Воинская	ООО СЗ «Башни на Фрунзе»	13.08.2020	5335976	2025	1,46 (0,73) ¹⁾	0	10	0,58 (0,29) ¹⁾						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО СЗ «Краснообск. Монтажспецстрой»	02.04.2019	5333067	2025	1,05	0	10	0,42						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «БизнесСтрой»	30.12.2021	5341243	2025	0,93 (0,47) ²⁾	0	0,4	0,37 (0,19) ²⁾						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Офис Пропергис»	23.06.2009	5305977	2025	0,83 (0,42) ²⁾	0	10	0,17 (0,08) ²⁾						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Бизнес-Проект»	21.11.2022	5344903	2025	0,70 (0,35) ³⁾	0	0,4	0,28 (0,14) ³⁾						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Солнечный Город»	08.07.2016	5326215	2025	0,67 (0,34) ²⁾	0	10	0,27 (0,13) ²⁾						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Спорт-Инвест»	19.08.2019	954-ТП	2025	0,95	0	10	0,19						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «Спорт-Инвест»	19.08.2019	955-ТП	2025	1,25	0	10	0,25						
				ПС 110 кВ Воинская	ООО «ИнтерСтрой»	08.07.2015	5324129	2025	0,41	1,09	10	0,16						
				ПС 110 кВ Воинская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	7,10	0	10	0,71						
3	ПС 110 кВ Дергаусово	2022 / зима	8,76	ПС 110 кВ Дергаусово	ООО «Карьер»	06.04.2015	5323345	2025	1,90	0	35	1,52	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01	12,01
				ПС 35 кВ Курундус	ООО «Регион-Ойл»	03.02.2012	5312485	2025	1,50	0	10	1,2						
				ПС 110 кВ Дергаусово	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,54	0	–	0,05						
				ПС 35 кВ Вассино	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,20	0	–	0,02						
				ПС 35 кВ Владимировка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,12	0	–	0,01						
				ПС 35 кВ Курундус	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,38	0	–	0,04						
				ПС 35 кВ Усть-Каменка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,49	0	–	0,05						
				ПС 35 кВ Шахты	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,02	0	–	0,002						
				ПС 35 кВ Юрты	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	0,29	0	–	0,03						
4	ПС 110 кВ Сокол	2023 / зима	12,38	ПС 110 кВ Сокол	ООО «ПепсиКо Холдингс» (ООО «Фрито Лей Мануфактуринг»)	29.11.2019	2	2025	6,89	4,65	20	1,12	30,12	30,43	30,56	30,56	30,56	30,56
				ПС 110 кВ Сокол	ПАО «Мегафон»	13.01.2022	1/22	2025	4,99	0	20	4,50						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Новосибирский транспортный терминал»	06.09.2023	Д-ТП-202/203-23/03	2025	4,50	0	10	1,80						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Новосибирский транспортный терминал»	27.04.2023	Д-СК-ТП202-2022/01	2025	4,05	0	20	1,62						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Альфа-Финанс»	02.11.2022	73/22	2025	4,00	0	20	3,60						
				ПС 110 кВ Сокол	ПАО «ВымпелКом»	31.08.2018	59/18/1	2025	3,60	0	20	3,24						
				ПС 110 кВ Сокол	ООО «Патриот НСК»	29.12.2023	107/23	2025–2027	2,30	0	20	0,46						
								ПС 110 кВ Сокол	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
5	ПС 110 кВ Солнечная	2022 / зима	15,41	ПС 110 кВ Солнечная	АО «АРЖС НСО»	26.09.2022	5344304	2025	9,48	0	0,4	3,79	34,06	34,06	34,06	34,06	34,06	34,06
				ПС 110 кВ Солнечная	АО «АРЖС НСО»	26.09.2022	5344440	2025	7,77	0	0,4	3,11						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	11.07.2023	5346386	2025	6,00	0	10	1,20						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО «ПромАгро-Капитал»	28.04.2023	5345697	2025	4,86	0	0,4	1,95						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО «ПромАгро-Капитал»	28.04.2023	5345698	2025	4,86	0	0,4	1,95						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО «ПФО Западная Сибирь»	04.04.2023	5345535	2025	4,30	0	10	2,15						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО «Проекты Развития 2»	13.12.2021	5341311	2025	3,85 (1,92) ⁴⁾	0	10	0,77 (0,38) ⁴⁾						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО НПП «РОДНИК»	16.02.2015	38-ТП	2025	2,99	2,33	10	0,46						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО ЗКПД «ЭМ»	27.12.2021	2021-554/1-ТП	2025	1,00	0	10	0,40						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО СЗ «АКВАМАРИН»	28.09.2021	5340614	2025	2,67 (1,34) ⁵⁾	0	10	1,07 (0,53) ⁵⁾						
				ПС 110 кВ Солнечная	ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	19.09.2023	5347882	2025	1,00	0	10	0,40						
				ПС 110 кВ Солнечная	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,64	0	-	0,46						
6	ПС 110 кВ Сосновка	2022 / зима	14,43	ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Д54 Развитие»	22.03.2019	263	2025	3,11	0	10	1,24	18,21	18,21	18,26	18,26	18,26	18,26
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО СЗ «Румер»	16.06.2021	426-1784/ТП-М	2025	1,63	0	10	0,65						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО СЗ «Мета-Заозерье»	29.12.2023	998-8135-ТП	2025	1,23	0	10	0,49						
				ПС 110 кВ Сосновка	ФГБНУ ФИЦ ФТМ	16.09.2021	5340483	2025	1,00	0	0,4	0,20						
				ПС 110 кВ Сосновка	ООО «Камертон»	14.11.2023	986-7934_ТП-М	2025	0,91	0	10	0,36						
				ПС 110 кВ Сосновка	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025-2027	4,98	0	-	0,50						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
7	ПС 110 кВ Юрьевская	2023 / зима	11,12	ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ДорХан-Новосибирск»	18.11.2021	5341003	2025	4,98 (2,49) ⁶⁾	0	10	3,49 (1,74) ⁶⁾	16,13	16,13	16,13	16,13	16,13	16,13
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ДорХан-Новосибирск»	28.11.2019	5334723	2025	4,89 (2,45) ⁶⁾	0	10	3,42 (1,71) ⁶⁾						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ПОЛЮС»	30.06.2017	5328267	2025	0,67	0	10	0,54						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ИП Посажеников Ю.А.	15.10.2013	5318833	2025	0,70	0,63	10	0,03						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,87	0	–	0,49						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ДорХан-Новосибирск»	28.11.2019	5334723	2025	4,89 (2,45) ⁶⁾	0	10	3,42 (1,71) ⁶⁾						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ООО «ПОЛЮС»	30.06.2017	5328267	2025	0,67	0	10	0,54						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ИП Посажеников Ю.А.	15.10.2013	5318833	2025	0,70	0,63	10	0,03						
				ПС 110 кВ Юрьевская	ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	4,87	0	–	0,49						

Примечания

1 ¹⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Воинская и ПС 110 кВ Держинская, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Воинская учитывается половина заявленной мощности.

2 ²⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Воинская и ПС 110 кВ Светлая, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Воинская учитывается половина заявленной мощности.

3 ³⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Воинская и ПС 110 кВ Октябрьская, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Воинская учитывается половина заявленной мощности.

4 ⁴⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Солнечная и ПС 110 кВ Мочище, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Солнечная учитывается половина заявленной мощности.

5 ⁵⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Солнечная и ПС 110 кВ Янтарь, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Солнечная учитывается половина заявленной мощности.

6 ⁶⁾ В соответствии с ТУ для ТП электроснабжение энергопринимающих устройств будет осуществляться от двух центров питания – ПС 110 кВ Юрьевская и ПС 110 кВ Животновод, таким образом, при расчете загрузки ПС 110 кВ Юрьевская учитывается половина заявленной мощности.

ПС 110 кВ Верх-Ирмень.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 6,86 МВА. В ПАР отключения трансформатора 1Т-10 (2Т-6,3) нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т-6,3 (1Т-10) не превышает $S_{ддн}$ и составляет 90,74 % (57,17 %) от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -14,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,200.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 0,91 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,10 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 6,86 + 0,10 + 0 - 0 = 6,96 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{ддн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-10 (2Т-6,3) ПС 110 кВ Верх-Ирмень, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-6,3 (1Т-10), и составляет 58,01 % (92,08 %) от $S_{ддн}$.

Последующие расчеты выполнены для наиболее критических условий работы трансформаторов в период высоких температур, а именно для фактической максимальной нагрузки за отчетный летний период, выявленной в летний контрольный замер 2023 года (21.06.2023) и составившей 6,48 МВА. В ПАР отключения трансформатора 1Т-10 нагрузка оставшегося в работе трансформатора 2Т-6,3 превышает $S_{ддн}$ на величину до 0,06 %. В ПАР отключения трансформатора 2Т-6,3 нагрузка оставшегося в работе трансформатора 1Т-10 не превышает $S_{ддн}$ и составляет 63,04 % от $S_{ддн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} + 16,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,028.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 6,48 + 0,10 + 0 - 0 = 6,58 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 2Т-6,3 ПС 110 кВ Верх-Ирмень, оставшегося в работе после отключения трансформатора 1Т-10, на величину до 1,62 % (без ТП превышение до 0,06 %).

При этом суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-10 ПС 110 кВ Верх-Ирмень, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-6,3, и составляет 64,02 % от $S_{\text{ддн}}$.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Верх-Ирмень ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае превышения $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов на ПС 110 кВ Верх-Ирмень расчетный объем ГАО составит 0,10 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО рекомендуется обеспечить мощность трансформатора 2Т-6,3 не менее 6,58 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора 2Т-6,3 1×6,3 МВА на 1×10 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2024 год.

ПС 110 кВ Воинская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 24,60 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 82,21 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при $T_{НВ} - 9,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,197.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 15,53 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,95 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,60 + 3,95 + 0 - 0 = 28,55 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-25 (2Т-25) ПС 110 кВ Воинская, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-25 (1Т-25) и составляет 95,41 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Воинская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Воинская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА для подключения потребителей ООО «Интер Строй», ООО «Солнечный Город», ООО «Офис Пропертикс» приведены в 4.2.

ПС 110 кВ Дергаусово.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 8,76 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{ддн}}$ и составляет 73,18 % от $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-9,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,197.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,69 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,58 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 8,76 + 3,25 + 0 - 0 = 12,01 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-10 (2Т-10) ПС 110 кВ Дергаусово, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-10 (1Т-10), на величину до 0,32 % (без ТП превышение отсутствует).

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

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Дергаусово расчетный объем ГАО составит 0,04 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т-10 и 2Т-10 на трансформаторы мощностью не менее 12,01 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т-10 и 2Т-10 2×10 МВА на 2×16 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Сокол.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 12,38 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{длн}$ и составляет 65,41 % от $S_{длн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-6,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,183.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 25,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 18,18 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 12,38 + 18,18 + 0 - 0 = 30,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{длн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 110 кВ Сокол, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 61,47 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Сокол ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Сокол расчетный объем ГАО составит 11,63 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью не менее 30,56 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

ПС 110 кВ Солнечная.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 15,41 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{дн}$ и составляет 51,50 % от $S_{дн}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-9,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,197.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 47,83 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 18,65 МВА).

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (АО «АРЖС НСО» договор ТП от 26.09.2022 № 5344440 заявленной мощностью 7,765 МВт, ООО «Промагрокапитал» договор ТП от 28.04.2023 № 5345697 и договор ТП от 28.04.2023 № 5345698 заявленной мощностью 4,864912 МВт и 4,864912 МВт соответственно, ООО «ПФО Западная Сибирь» договор ТП от 04.04.2023 № 5345535 заявленной мощностью 4,300 МВт и ООО УК «АКЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент» договор ТП от 11.07.2023 № 5346386 и договор ТП от 19.09.2023 № 5347882 заявленной мощностью 6,000 МВт и 1,000 МВт соответственно) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформаторов 1Т-25 110/10 кВ и 2Т-25 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП АО «АРЖС НСО» договор ТП от 26.09.2022 № 5344440, ООО «Промагрокапитал» договор ТП от 28.04.2023 № 5345697 и договор ТП от 28.04.2023 № 5345698, ООО «ПФО Западная Сибирь» договор ТП от 04.04.2023 № 5345535 и ООО УК «А КЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент» договор ТП от 11.07.2023 № 5346386 и договор ТП от 19.09.2023 № 5347882 согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 15,41 + 18,65 + 0 - 0 = 34,06 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{дн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-25 (2Т-25) ПС 110 кВ Солнечная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-25 (1Т-25), на величину до 13,82 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП АО «АРЖС НСО» договор ТП от 26.09.2022 № 5344440, ООО «Промагрокапитал» договор ТП от 28.04.2023 № 5345697 и договор ТП от 28.04.2023 № 5345698, ООО «ПФО Западная Сибирь» договор ТП от 04.04.2023 № 5345535 и ООО УК «А КЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным

ЗПИФ «ПНК Девелопмент» договор ТП от 11.07.2023 № 5346386 и договор ТП от 19.09.2023 № 5347882 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 15,41 + 6,71 + 0 - 0 = 22,12 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-25 (2Т-25) ПС 110 кВ Солнечная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-25 (1Т-25), и составляет 73,91 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Солнечная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА).

Для подключения потребителей АО «АРЖС НСО», ООО «Промагрокапитал», ООО «ПФО Западная Сибирь» и ООО УК «А КЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент» согласно договорам на ТП от 26.09.2022 №5344440, от 28.04.2023 №5345697 и от 28.04.2023 №5345698, от 04.04.2023 №5345535, от 11.07.2023 №5346386, от 19.09.2023 №5347882 соответственно, необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Солнечная с заменой существующих силовых трансформаторов 2×25 МВА на 2×40 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Сосновка.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 14,43 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 75,34 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -9,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,197.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,85 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,83 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 14,43 + 3,83 + 0 - 0 = 18,26 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-16 (2Т-16)

ПС 110 кВ Сосновка, оставшегося в работе после отключения 2Т-16 (1Т-16), и составляет 95,33 % от $S_{\text{дн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Сосновка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

При этом мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 110 кВ Сосновка с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА для подключения потребителя ООО «Еврологистик» приведены в 4.2.

ПС 110 кВ Юрьевская.

Согласно данным в таблицах 9, 10, фактическая максимальная нагрузка за отчетный зимний период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 11,12 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{дн}}$ и составляет 94,00 % от $S_{\text{дн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при нормальном режиме нагрузки при ТНВ -6,6 °С составляет 1,183.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,55 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,01 МВА).

Согласно информации от АО «РЭС» в соответствии с несколькими ТУ для ТП (ООО «ДорХан-Новосибирск» договор ТП от 18.11.2021 № 5341003 заявленной мощностью 4,980 МВт, ООО «ДорХан-Новосибирск» договор ТП от 28.11.2019 № 5334723 заявленной мощностью 4,890 МВт, ООО «ПОЛЮС» договор ТП от 30.06.2017 № 5328267 заявленной мощностью 0,670 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на трансформаторы большей мощности.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ для ТП ООО «ДорХан-Новосибирск» договор ТП от 18.11.2021 № 5341003, ООО «ДорХан-Новосибирск» договор ТП от 28.11.2019 № 5334723, ООО «ПОЛЮС» договор ТП от 30.06.2017 № 5328267 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,12 + 5,01 + 0 - 0 = 16,13 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{дн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-10 (2Т-10) ПС 110 кВ Юрьевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-10 (1Т-10), на величину до 36,32 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ для ТП ООО «ДорХан-Новосибирск» договор ТП от 18.11.2021 № 5341003,

ООО «ДорХан-Новосибирск» договор ТП от 28.11.2019 № 5334723, ООО «ПОЛЮС» договор ТП от 30.06.2017 № 5328267 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 11,12 + 0,57 + 0 - 0 = 11,69 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т-10 (2Т-10) ПС 110 кВ Юрьевская, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т-10 (1Т-10), и составляет 98,84 % от $S_{\text{ддн}}$.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного АО «РЭС» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Юрьевская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×25 МВА).

Для подключения потребителей ООО «ДорХан-Новосибирск» и ООО «ПОЛЮС» согласно договорам на ТП от 18.11.2021 № 5341003, от 28.11.2019 № 5334723 и от 30.06.2017 № 5328267 соответственно, необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Юрьевская с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×25 МВА, что указано в 4.2.

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 Новосибирской области по строительству и (или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ отсутствуют.

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

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

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

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше

ПС 500 кВ Карасук, ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук, ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук, ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай.

В настоящее время электрические связи между ОЭС Сибири и ОЭС Урала представлены линиями электропередачи, проходящими по территории Республики Казахстан, транзитом 500 кВ Курган – Витязь – Восход и нормально разомкнутым

двухцепным транзитом 220 кВ Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ Советско-Соснинская – ПС 220 кВ Парабель – ПС 500 кВ Томская.

В целях повышения энергобезопасности Российской Федерации целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала по территории Российской Федерации за счет строительства:

- промежуточного ПП 500 кВ Новолокти (на территории Тюменской области);

- ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА и установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый (на территории Новосибирской области);

- ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая ориентировочной протяженностью 380 км;

- ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км;

- ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км;

- ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км;

- расширения РУ 500 кВ ПС 500 кВ Таврическая с установкой трех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с двумя резервными фазами мощностью 60 Мвар каждая для ВЛ 500 кВ Новолокти – Таврическая и ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук;

- расширение РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Алтай с установкой двух ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый с резервной фазой мощностью 60 Мвар для ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

Дополнительно для сокращения перетока активной мощности через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская рекомендуется реализация комплекса мероприятий для обеспечения возможности раздела электрической сети и обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России.

Организации, ответственные за реализацию мероприятия(й), – ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электромагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД».

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2028 год.

2.3.1.1 Увеличение трансформаторной мощности подстанций 220 кВ

Рассмотрены мероприятия по увеличению трансформаторной мощности подстанций 220 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО.

В таблице 12 представлены данные контрольных замеров за период 2019–2023 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 13 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 14 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 12 – Фактическая нагрузка трансформаторов подстанций 220 кВ и выше в дни зимних и летних контрольных замеров за последние пять лет

№ п/п	Наименование ПС	Класс напряжения ПС, кВ	Наименование трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
						2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	
1	ПС 220 кВ Строительная	220/10/6	1Т	230/11/6,6	40	11,50	15,30	13,30	17,27	10,25	4,50	9,00	11,50	0	0	0
			2Т	230/11/6,6	40	5,40	2,80	7,20	6,31	13,26	5,90	2,60	4,20	15,43	14,62	
	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	–	–	230/11/6,6	20	10,80	14,60	10,20	13,89	6,83	3,90	8,50	8,70	0	0	0
			–	230/11/6,6	20	5,10	2,70	7,10	6,27	13,18	5,90	2,60	4,20	14,55	13,64	
ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	–	–	–	230/11/6,6	20	0,70	0,70	3,00	3,38	3,42	0,50	0,50	2,80	0	0	0
			–	230/11/6,6	20	0,30	0,10	0,10	0,04	0,09	0	0	0	0,89	1,00	

Таблица 13 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ПС	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода трансформатора в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 220 кВ Строительная	1Т	ТРДНС-40000	1992	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТРДНС-40000	1991	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	1Т	ТРДНС-40000	1992	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТРДНС-40000	1991	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
	ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	1Т	ТРДНС-40000	1992	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		2Т	ТРДНС-40000	1991	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

Таблица 14 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
1	ПС 220 кВ Строительная	2022 / зима	23,58	ПС 220 кВ Строительная	ООО ТК «Новосибирский»	14.12.2023	725/7700078	2025	12,30	0	10	11,07	51,94	52,67	53,33	53,33	53,33	53,33
					ЗАО «Верх-Тулинское»	21.12.2007	112-2-23/5302709	2025–2026	8,50	0	10	3,40						
					ООО «ЭКОЦИФРА»	01.12.2023	5348714	2025	4,13	0	10	3,30						
					ООО «Экология-Новосибирск»	03.03.2015	109203/5323122	2025	3,00	0	6	2,10						
					ООО «Новосибирск-облгаз»	30.05.2023	656/7700072	2025	2,52	0	10	1,76						
					ПК «Толмачевский»	14.12.2016	5327274	2025	2,50	0	10	1,00						
					ЗАО «Верх-Тулинское»	04.03.2013	79877/5316942	2027	1,50	0	10	0,60						
					ООО «Сибирь Экспоцентр»	28.05.2013	84907/5317741	2025	1,35	0	10	0,54						
					ИП Демкина Марина Анатольевна	16.05.2013	5317532	2025	0,97	0	6	0,77						
	ТУ для ТП менее 670 кВт							2025	22,29	0	–	2,23						
	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	2022 / зима	20,16	ш. 10 кВ ПС 220 кВ Строительная	ООО ТК «Новосибирский»	14.12.2023	725/7700078	2025	12,30	0	10	11,07	44,20	44,93	45,59	45,59	45,59	45,59
					ЗАО «Верх-Тулинское»	21.12.2007	112-2-23/5302709	2025–2026	8,50	0	10	3,40						
					ООО «ЭКОЦИФРА»	01.12.2023	5348714	2025	4,13	0	10	3,30						
					ООО «Новосибирск-облгаз»	30.05.2023	656/7700072	2025	2,52	0	10	1,76						
ТУ для ТП менее 670 кВт								2025	22,29	0	–	2,23						

№ п/п	Наименование ПС 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет по данным контрольных замеров		Наименование ПС, к которой осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Дата заключения договора ТП	Номер договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Максимальная мощность по ТУ для ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по документам о ТП), МВт	$U_{ном}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ для ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год / сезон	МВА										2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
					ЗАО «Верх-Тулинское»	04.03.2013	79877/5316942	2027	1,50	0	10	0,60						
					ООО «Сибирь Экспоцентр»	28.05.2013	84907/5317741	2025	1,35	0	10	0,54						
					ТУ для ТП менее 670 кВт			2025	22,14	0	–	2,21						
	ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	2023 / зима	3,51	ш. 6 кВ ПС 220 кВ Строительная	ООО «Экология-Новосибирск»	03.03.2015	109203/5323122	2025	3,00	0	6	2,10	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83	7,83
ПК «Толмачевский»					14.12.2016	5327274	2025	2,50	0	10	1,00							
ИП Демкина Марина Анатольевна					16.05.2013	5317532	2025	0,97	0	6	0,77							
ТУ для ТП менее 670 кВт					2025	0,15	0	–	0,02									

ПС 220 кВ Строительная.

В настоящий момент на подстанции установлены трансформаторы 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ с расщепленной обмоткой низкого напряжения мощностью 40 МВА каждый. Номинальная мощность обмоток 6 кВ и 10 кВ трансформаторов составляет по 20 МВА. Таким образом, для оценки уровня загрузки подстанции требуется проанализировать загрузку каждой из обмоток трансформатора в отдельности.

Согласно данным в таблицах 12, 13, фактическая нагрузка трансформаторов ПС 220 кВ Строительная (на напряжении 220 кВ) в зимние и летние режимные дни за отчетный период 2019–2023 годов не превышала длительно допустимые величины.

Фактическая максимальная нагрузка обмотки 10 кВ ПС 220 кВ Строительная за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка обмотки 10 кВ оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 84,21 % от $S_{\text{длн}}$.

Фактическая максимальная нагрузка обмотки 6 кВ ПС 220 кВ Строительная за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2023 года и составила 3,51 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка обмотки 6 кВ оставшегося в работе трансформатора не превышает $S_{\text{длн}}$ и составляет 14,82 % от $S_{\text{длн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при нормальном режиме нагрузки при ТНВ -9,4 °С составляет 1,197, при ТНВ -6,6 °С составляет 1,183.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Согласно информации от АО «Электромагистраль» в соответствии с несколькими ТУ для ТП на напряжении 10 кВ (ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078 заявленной мощностью 12,3 МВт, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714 заявленной мощностью 4,1299 МВт, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 заявленной мощностью 2,5169 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 52,44 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 25,43 МВА) на напряжении 10 кВ и суммарной максимальной мощностью 6,62 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,32 МВА) на напряжении 6 кВ.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ПС 220 кВ Строительная (на напряжении 220 кВ) с учетом ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 23,58 + 29,75 + 0 - 0 = 53,33 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{днн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 11,39 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов на напряжении 10 кВ с учетом ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 20,16 + 25,43 + 0 - 0 = 45,59 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{днн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, обмотки 10 кВ существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 90,44 % (без ТП превышение отсутствует).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов на напряжении 6 кВ согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 3,51 + 4,32 + 0 - 0 = 7,83 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания не превышает $S_{днн}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, обмотки 6 кВ существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), и составляет 33,08 % от $S_{днн}$.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов ПС 220 кВ Строительная (на напряжении 220 кВ) без учета ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{ТР} = 23,58 + 11,83 + 0 - 0 = 35,41 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на

другие центры питания не превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), и составляет 73,95 % от $S_{\text{ддн}}$.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов на напряжении 10 кВ без учета ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 20,16 + 7,51 + 0 - 0 = 27,67 \text{ МВА.}$$

Таким образом, суммарная величина фактической нагрузки и объема присоединяемой нагрузки потребителей в соответствии с действующими договорами об осуществлении ТП ЭПУ с учетом отсутствия перевода нагрузки на другие центры питания превышает $S_{\text{ддн}}$, определенную с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки, обмотки 10 кВ существующего трансформатора 1Т (2Т) ПС 220 кВ Строительная, оставшегося в работе после отключения трансформатора 2Т (1Т), на величину до 15,57 % (без ТП превышение отсутствует).

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 220 кВ Строительная ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 220 кВ Строительная расчетный объем ГАО по обмотке 10 кВ составит 3,73 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов 1Т и 2Т на трансформаторы мощностью обмотки 10 кВ не менее 27,67 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП (без учета ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072). Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Согласно информации от АО «Электромагистраль» в проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 220 кВ Строительная в части замены силовых трансформаторов (2 шт.) с увеличением мощности на 46 МВА до 126 МВА и выполнением сопутствующего объема работ» приняты к установке трансформаторы номинальной мощностью 63 МВА, со следующим распределением номинальной мощности по обмоткам: по обмотке 10 кВ – 43 МВА, по обмотке 6 кВ – 20 МВА. Срок реализации данного мероприятия 2025 г. в соответствии с проектом инвестиционной программы АО «Электромагистраль» на 2025–2029 годы.

Подключение нагрузки по ТУ для ТП ООО ТК «Новосибирский» договор ТП от 14.12.2023 № 725/7700078, ООО «ЭКОЦИФРА» договор ТП от 01.12.2023 № 5348714, ООО «Новосибирскоблгаз» договор ТП от 30.05.2023 № 656/7700072 возможно после установки трансформаторов 2×63 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из вновь установленных трансформаторов мощностью 63 МВА загрузка обмотки 10 кВ оставшегося в работе трансформатора составит 81,56 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ вновь установленных трансформаторов мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов 1Т и 2Т 2×40 МВА на 2×63 МВА с распределением номинальной мощности обмотке 10 кВ – 43 МВА, по обмотке 6 кВ – 20 МВА.

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

Необходимый срок реализации мероприятия(й) – 2025 год.

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

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

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2025–2030 годы

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

В таблице 15 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Новосибирской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 15 – Перечень планируемых к вводу потребителей энергосистемы Новосибирской области

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания	
Более 100 МВт								
45	1	Развитие второго этапа Восточного полигона железных дорог ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	320,0	115,0	110	2026	ПС 110 кВ Зверобойка ПС 110 кВ Изылинка ПС 110 кВ Гранит/г (новая) ПС 110 кВ Тогучин ПС 110 кВ Мурлыткино ПС 110 кВ Ферма (новая) ПС 110 кВ Гусиный Брод ПС 110 кВ Инская/г ПС 110 кВ Железнодорожная (ПС 10 кВ Совхозная) ПС 110 кВ Восточная тяг. ПС 110 кВ Мотково (новая) ПС 110 кВ Буготак ПС 110 кВ Изынский (новая) ПС 110 кВ Мезениха (новая) ПС 110 кВ Сокур ПС 110 кВ Кошево ПС 110 кВ Мошково ПС 110 кВ Порос ПС 110 кВ Ояш ПС 110 кВ Кубово (новая) ПС 110 кВ Чебула ПС 110 кВ Чахлово ПС 110 кВ Болотная ПС 110 кВ Тын (новая)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 50 МВт							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 10 МВт							
2	«Академгородок 2.0»	ГКУ НСО «УКС»	0,0	49,0	110	2024 2025	ПС 110 кВ Академическая новая (новая)
3	Горнодобывающее предприятие	АО «Сибирский антрацит» (АО «Разрез Колыванский»)	0,0	35,0	220	2026	ПС 220 кВ Антрацит (новая)
4	Центр обработки данных, новая ПС 220 кВ Нэолайн	ООО «Нэолайн»	0,0	34,5	220	2025	ПС 220 кВ Нэолайн (новая)
5	Цементный завод	АО «Искитимцемент»	0,0	21,3	6	2024	ПС 110 кВ Искитимская
6	Жилой комплекс «Солнечная долина»	ЗАО «Труд»	0,0	15,0	6	2024	ПС 110 кВ Электровозная
7	Молочный завод	ООО «Сибирская Академия Молочных Наук»	0,0	14,1	10	2025 с поэтапным набором мощности до 2029	ПС 110 кВ Молзавод (новая)
8	Позиционный район войсковой части	Минобороны РФ	0,0	13,7	110	2025 с поэтапным набором мощности до 2026	ПС 110 кВ Звезда (новая)

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
9	Центр коллективного пользования «Сибирский кольцевой источник фотонов»	ФГБУН «ФИЦ Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН»	0,0	12,4	10	2024	ПС 110 кВ Барышевская
10	Тепличный комбинат	ООО ТК «Новосибирский»	4,3	12,3	10	2025	ПС 220 кВ Строительная

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области на период 2025–2030 годов представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	18252	18339	19185	19917	20191	20337	20522
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	87	846	732	274	146	185
Годовой темп прироста, %	–	0,48	4,61	3,82	1,38	0,72	0,91

Потребление электрической энергии по энергосистеме Новосибирской области прогнозируется на уровне 20522 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 2,37 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 846 млн кВт·ч или 4,61 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2025 году и составит 87 млн кВт·ч или 0,48 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенных в таблице 15.

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



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

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

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта;
- строительством жилых домов и объектов социальной сферы.

3.3 Прогноз потребления мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области на период 2025–2030 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области

Наименование показателя	2024 г. оценка	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Максимум потребления мощности, МВт	3167	3287	3367	3441	3454	3467	3480
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	120	80	74	13	13	13
Годовой темп прироста, %	–	3,79	2,43	2,20	0,38	0,38	0,37
Число часов использования максимума потребления мощности, ч/год	5763	5579	5698	5788	5846	5866	5897

Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области к 2030 году прогнозируется на уровне 3480 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,40 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 120 МВт или 3,79 %, что обусловлено строительством жилых комплексов и объектов социальной сферы, наименьший годовой прирост мощности будет наблюдаться в 2028–2030 годах и составит 13 МВт или 0,38 % в 2028 и 2029 годах и 0,37 % в 2030 году.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы Новосибирской области разуплотненный. На перспективу ожидается небольшое уплотнение годового режима и число часов использования максимума к 2030 году прогнозируется на уровне 5897 ч/год против 5579 ч/год в 2025 году.

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

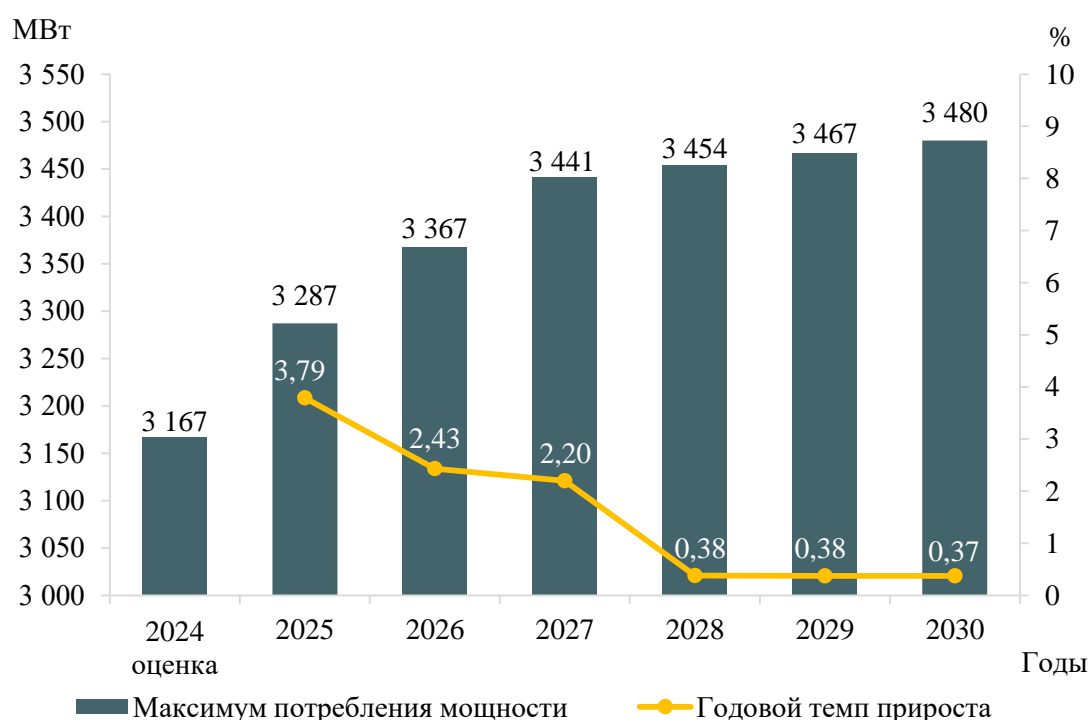


Рисунок 6 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области и годовые темпы прироста

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

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Новосибирской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 40 МВт на Новосибирской ТЭЦ-3.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области в 2030 году составит 3067,6 МВт. К 2030 году структура

генерирующих мощностей энергосистемы Новосибирской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области представлена в таблице 18. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области представлена на рисунке 7.

Таблица 18 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области, МВт

Наименование	2024 г. (ожидается, справочно)	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего	3027,6	3027,6	3047,6	3067,6	3067,6	3067,6	3067,6
ГЭС	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0
ТЭС	2537,6	2537,6	2557,6	2577,6	2577,6	2577,6	2577,6

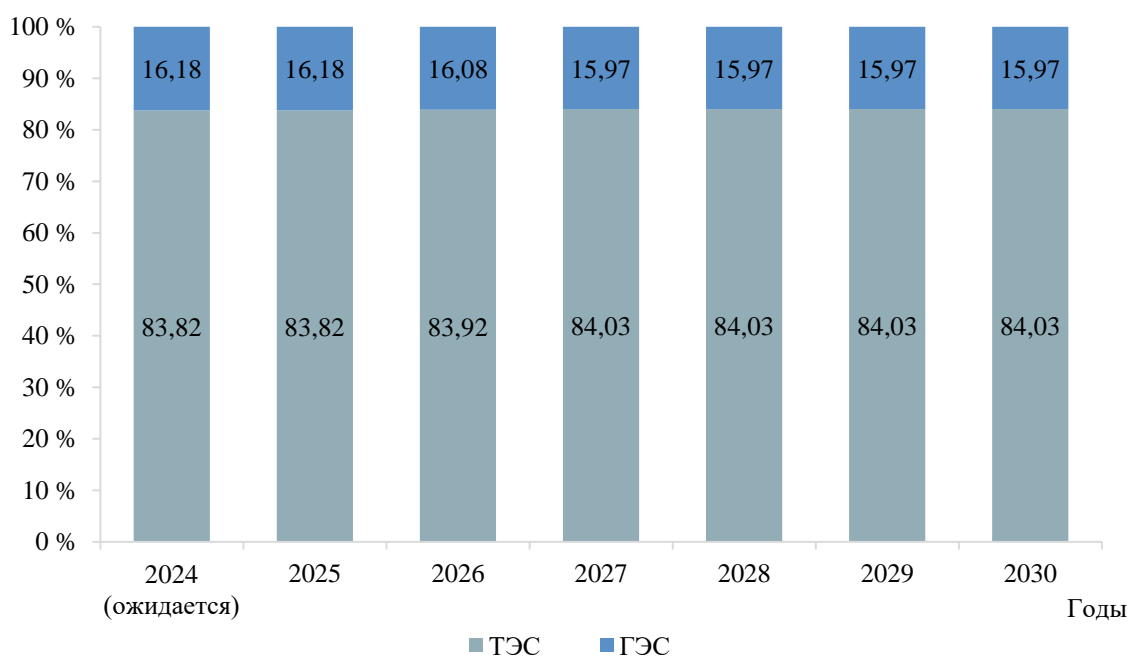


Рисунок 7 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Новосибирской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2030 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками	АО «РЭС»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Новосибирской области

В таблице 20 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 Новосибирской области.

Таблица 20 – 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 Новосибирской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
1	Строительство ПС 220 кВ Антрацит с двумя трансформаторами 220/35 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «Разрез Колыванский»	220	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Разрез Колыванский»	АО «Разрез Колыванский»	–	35
2	Строительство отпаяк от ВЛ 220 кВ Заря – Южная I, II цепь с отпайкой на ПС Электродная (249, 250) до ПС 220 кВ Антрацит	АО «Разрез Колыванский»	220	км	–	–	х	–	–	–	–	х					
3	Строительство ПС 220 кВ Нэолайн с двумя трансформаторами 220/20 кВ мощностью 40 МВА каждый	ООО «Нэолайн»	220	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Нэолайн»	ООО «Нэолайн»	–	34,48104
4	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Дружная II цепь с отпайками на ПС 220 кВ Нэолайн ориентировочной протяженностью 0,1 км каждый	ООО «Нэолайн»	220	км	–	2×0,1	–	–	–	–	–	0,2					
5	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электромагистраль»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО ТК «Новосибирский», ООО «ЭКОЦИФРА», ООО «Новосибирскоблгаз»	ООО ТК «Новосибирский»	4,27628	12,3
															ООО «ЭКОЦИФРА»	–	4,1299
															ООО «Новосибирскоблгаз»	0,437	2,5169
6	Строительство ПС 110 кВ Академическая новая с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ГКУ НСО «УКС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ГКУ НСО «УКС»	ГКУ НСО «УКС»	–	49,000
7	Строительство отпаяк в кабельном исполнении от ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная I, II цепь с отпайками (Ю-1, Ю-2) до ПС 110 кВ Академическая новая ориентировочной протяженностью 1,35 км каждая	АО «РЭС»	110	км	2×1,35	–	–	–	–	–	–	–	2,70				
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная I, II цепь с отпайками (Ю-1, Ю-2) (на участке от Новосибирской ГЭС до отпаечной опоры на ПС 110 кВ Шлюзовая) ориентировочной протяженностью 5,8 км с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	110	км	–	2×5,8	–	–	–	–	–	–	11,6				
9	Строительство ПС 110 кВ Звезда с двумя трансформаторами 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	Министерство обороны РФ	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя Министерство обороны РФ	Министерство обороны РФ	–	13,7044

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
10	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Пашино – Лесная I, II цепь (С-13, С-14) ПС 110 кВ Звезда ориентировочной протяженностью 0,7 км каждая	АО «РЭС»	110	км	–	2×0,7	–	–	–	–	–	–	1,4				
11	Строительство ПС 110 кВ Молзавод с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Сибирская Академия Молочных Наук»	ООО «Сибирская Академия Молочных Наук»	–	14,12669
12	Строительство двухцепного захода от ВЛ 110 кВ Огнево-Заимковская – Маслянинская (Ю-28) до ПС 110 кВ Молзавод ориентировочной протяженностью 0,21 км	АО «РЭС»	110	км	–	0,21	–	–	–	–	–	–	0,21				
13	Строительство ПС 110 кВ Мезениха с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	12
14	Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Мурлыткино – Тогучин с отпайкой на ПС Березовская (П-3 Мурлыткино – Тогучин) и ВЛ 110 кВ Мурлыткино – Изылинка с отпайкой на ПС Березовская (П-4 Мурлыткино – Изылинка) до ПС 110 кВ Мезениха ориентировочной протяженностью 1,8 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×1,8	–	–	–	–	–	3,6				
15	Строительство ПС 110 кВ Тын с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,340
16	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Моховая – Юрга I цепь с отпайкой на ПС Таскаево (В-7) на ПС 110 кВ Тын ориентировочной протяженностью 1,9 км каждый	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×1,9	–	–	–	–	–	3,8				
17	Строительство ПС 110 кВ Гранит тяговая с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	11,830
18	Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Торсьма – Тогучин с отпайками (П-3 Торсьма – Тогучин) и ВЛ 110 кВ Мурлыткино – Изылинка с отпайкой на ПС Березовская (П-4 Мурлыткино – Изылинка) до ПС 110 кВ Гранит тяговая ориентировочной протяженностью 3,7 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×3,7	–	–	–	–	–	7,4				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
19	Строительство ПС 110 кВ Изынский с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	13,500
20	Строительство двухцепной отпайки от ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками (П-1 Барышевская – Горная) и ВЛ 110 кВ Мурлыткино – Буготак (П-2 Мурлыткино – Буготак) до ПС 110 кВ Изынский ориентировочной протяженностью 4,6 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×4,6	–	–	–	–	–	9,2				
21	Строительство ПС 110 кВ Мотково с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	14,560
22	Строительство двухцепного захода ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками (П-1 Барышевская – Горная) на ПС 110 кВ Мотково ориентировочной протяженностью 1,3 км	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×1,3	–	–	–	–	–	2,6				
23	Строительство ПС 110 кВ Кубово с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×20	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	17,630
24	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ояш – Моховая с отпайкой на ПС Чебула (В-6) на ПС 110 кВ Кубово ориентировочной протяженностью 3,65 км каждый	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×3,65	–	–	–	–	–	7,30				
25	Строительство ПС 110 кВ Ферма с двумя трансформаторами 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	21,650
26	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Восточная – Кошево с отпайками на ПС 110 кВ Ферма ориентировочной протяженностью 1,1 км каждый	АО «РЭС»	110	км	–	–	2×1,1	–	–	–	–	–	2,2				
27	Реконструкция ПС 110 кВ Бердская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Стройинвестпроект», ООО «СЗ «СтройРегионСервис»	ООО «Стройинвестпроект»	–	2,913816
															ООО «СЗ «СтройРегионСервис»	–	2,07798
28	Реконструкция ПС 110 кВ Болотная с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	15,200	2,000
29	Реконструкция ПС 110 кВ Вертковская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Аланса Групп», ООО «ТУРСИБ-А»	ООО «Аланса Групп»	–	3,100
															ООО «ТУРСИБ-А»	–	2,000

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
30	Реконструкция ПС 110 кВ Весна с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	АО «РЭС»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ЗПС»	ООО «ЗПС»	–	7,9635
31	Реконструкция ПС 110 кВ Воинская с заменой трансформаторов Т1 110/10/6 кВ и Т2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Интер Строй», ООО «Офис Пропертикс», ООО «Солнечный Город»	ООО «Интер Строй»	–	1,4986
														ООО «Офис Пропертикс»	–	0,83
														ООО «Солнечный Город»	–	0,670
32	Реконструкция ПС 110 кВ Восточная тяговая с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	9,823	4,000
33	Реконструкция ПС 110 кВ Гусиный Брод с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	17,571	13,000
34	Реконструкция ПС 110 кВ Инская тяговая с заменой трансформатора Т1 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×25	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	17,738	7,000
														ОАО «РЖД»	24,738	6,270
35	Реконструкция ПС 110 кВ Инструментальная с заменой трансформаторов Т1 110/6 кВ и Т2 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «СЗ Береговое», ООО «Факел»	АО «СЗ Береговое»	–	3,000
														ООО «Факел»	–	0,77826
36	Реконструкция ПС 110 кВ Кирзаводская с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПК «Толмачевский», ООО «Машкомплект»	ПК «Толмачевский»	–	2,500
														ООО «Машкомплект»	–	1,314
37	Реконструкция ПС 110 кВ Кошево с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	6,441	6,000
38	Реконструкция ПС 110 кВ Красногорская с заменой трансформаторов Т1 110/10/6 кВ и Т2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Виакон Комфорт»	ООО «Виакон Комфорт»	–	0,7148

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
39	Реконструкция ПС 110 кВ Челюскинская с заменой трансформаторов 1Т 110/10/10 кВ и 2Т 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Виакон Комфорт»	ООО «Виакон Комфорт»	–	0,7148
40	Реконструкция ПС 110 кВ Обская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ПАО «Новосибирский завод конденсаторов»	ПАО «Новосибирский завод конденсаторов»	2,000	1,000
41	Реконструкция ПС 110 кВ Порос с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	6,411	5,000
42	Реконструкция ПС 110 кВ Сварная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Интеграл», ООО «АСТ-ИНЖИНИРИНГ», ЗАО «ЮНИС КОМПАНИ», ООО «Седьмая концессионная компания»	ООО «Интеграл»	–	2,000
															ЗАО «ЮНИС КОМПАНИ»	–	1,100
															ООО «Седьмая концессионная компания»	–	0,99975
43	Реконструкция ПС 110 кВ Светлая с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Солнечный Город», ФГБОУ ВО Новосибирский ГАУ	ООО «Солнечный Город»	–	0,670
															ФГБОУ ВО Новосибирский ГАУ	0,90186	0,20248
44	Реконструкция ПС 110 кВ Сокур с заменой трансформаторов Т1 110/35/6 кВ и Т2 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,820	12,000
45	Реконструкция ПС 110 кВ Сосновка с заменой трансформаторов 1Т-16 110/10 кВ и 2Т-16 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Еврологистик»	ООО «Еврологистик»	–	0,63
46	Реконструкция ПС 110 кВ Тальменская с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×10	–	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Производственная компания «Кристалл»	ООО «Производственная компания «Кристалл»	–	1,5643
47	Реконструкция ПС 110 кВ Текстильная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «А ГРУПП НСК»	ООО «А ГРУПП НСК»	–	2,55

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
48	Реконструкция ПС 110 кВ Чахлово с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,114	10,000
49	Реконструкция ПС 110 кВ Чебула с заменой трансформаторов Т1 110/10 кВ и Т2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	7,849	10,000
50	Реконструкция ПС 110 кВ Ояш с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,955	12,000
51	Реконструкция ПС 110 кВ Буготак с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	12,724	7,830
52	Реконструкция ПС 110 кВ Зверобойка с установкой второго трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	1×16	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	8,120	7,890
53	Реконструкция ПС 110 кВ Изылинка с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	13,594	5,060
54	Реконструкция ПС 110 кВ Мурлыткино с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ и Т2 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	9,462	12,960
55	Реконструкция ПС 110 кВ Тогучин с заменой трансформаторов Т1 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА и Т2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	–	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	20,850	22,070
56	Реконструкция ПС 110 кВ Железнодорожная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	6,817	6,570

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год								Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030					
57	Реконструкция ПС 110 кВ Юрьевская с заменой трансформаторов 1Т-10 110/10 кВ и 2Т-10 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ДорХан-Новосибирск», ООО «ПОЛЮС»	ООО «ДорХан-Новосибирск»	–	4,980
															ООО «ДорХан-Новосибирск»	–	4,890
															ООО «ПОЛЮС»	0,10	0,670
58	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечная с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «АРЖС НСО», ООО «Промагрокапитал», ООО «ПФО Западная Сибирь» и ООО УК «А КЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	АО «АРЖС НСО»	–	7,765
															ООО УК «А КЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	–	6,000
															ООО «Промагрокапитал»	–	4,864912
															ООО «Промагрокапитал»	–	4,864912
															ООО «ПФО Западная Сибирь»	–	4,300
															ООО УК «А КЛАСС КАПИТАЛ» Д.У. комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	–	1,000
59	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Адман», ООО «Батисибирь», ИП Дорофеева Н.Н.	ООО «Адман»	0,66913	3,200
															ООО «Батисибирь»	–	1,500
															ИП Дорофеева Н.Н.	–	0,74957
60	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Тулинская – Комсомольская I, II цепь с отпайкой на ПС Чемская (Ч-1, Ч-2)	АО «РЭС»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Стройинвестпроект», ПК «Жилищно-строительный кооператив «на Петухова»	ООО «Стройинвестпроект»	–	2,00593
															ПК «Жилищно-строительный кооператив «на Петухова»	–	0,87292

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Год							Основание	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
61	Реконструкция ВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Сады с отпайками, ВЛ 110 кВ Дружная – Сады с отпайкой на ПС Сокол (3-17), ВЛ 110 кВ Дружная – Чик, ВЛ 110 кВ Новосибирская ТЭЦ-3 – Чик с отпайками (3-18) с увеличением пропускной способности	АО «РЭС»	110	км	х	–	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей физ. лицо, ООО «Константа»	Физ. лицо	0,650	0,450
														ООО «Константа»	0,145	0,755

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 21.

Таблица 21 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030	
1	Строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	3×167+167	–	–	501+167	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	4×180	–	–	720	
2	Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	371	–	–	371	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
3	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	428	–	–	428	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
4	Строительство ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	1,5	–	–	1,5	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России
5	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электромагистраль»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО ТК «Новосибирский», ООО «ЭКОЦИФРА», ООО «Новосибирскоблгаз»
6	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электромагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	–	–	–	–	х	–	–	х	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

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

Сводный перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации								Основание	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030		
1	Реконструкция ПС 110 кВ Верх-Ирмень с заменой трансформатора 2Т-6,3 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «РЭС»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	–	10	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
2	Реконструкция ПС 110 кВ Дергаусово с заменой трансформаторов 1Т-10 110/35/10 кВ и 2Т-10 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	–	32	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций
3	Реконструкция ПС 110 кВ Сокол с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	–	80	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 мероприятий по развитию электрической сети Новосибирской области, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного потребления электрической энергии (мощности), для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии, а также капитальные вложения в реализацию мероприятий представлены в приложении Б.

Капитальные вложения в реализацию мероприятий определены на основании:

1) утвержденных приказом Минэнерго России от 28.12.2023 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@;

2) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 22.10.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

3) проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу АО «РЭС» на 2021–2025 годы. Материалы размещены 31.05.2024 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом министерства жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Новосибирской области от 09.08.2024 № 181-НПА инвестиционной программы АО «Электромагистраль» на 2024–2029 годы;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 131 [3]).

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

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

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

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

Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Новосибирской области по годам представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Прогнозные объемы капитальных вложений в развитие электрической сети Новосибирской области (в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. с НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	Итого за период 2024–2030 гг.
Прогнозные объемы капитальных вложений	549	12552	13119	13492	14163	21	–	53896

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 [4];
- Методических указаний по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

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

Оценка достаточности выручки выполняется на основании:

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

Согласно Постановлению Правительства РФ № 1178 [5] НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2024 год на территории Новосибирской области осуществляют свою деятельность 20 сетевых организаций. Наиболее крупной ТСО является АО «Региональные электрические сети» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 88 % в суммарной НВВ сетевых организаций Новосибирской области).

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

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

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

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

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

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанной на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2023 год в соответствии с:

- утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;
- бухгалтерской (финансовой) отчетностью;
- формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными Постановлением Правительства РФ № 24 [6].

Эксплуатационные затраты на прогнозный период основных ТСО включают в себя подконтрольные (операционные) затраты, отчисления на социальные нужды, амортизационные отчисления и рассчитаны с учетом долгосрочных параметров регулирования, утвержденных для основных ТСО исполнительными органами субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов¹, и изменения стоимости основных производственных средств. Стоимость основных производственных средств, планируемых к вводу в прогнозном периоде, определена как сумма стоимости основных средств и нематериальных активов, принимаемых к бухгалтерскому учету по данным инвестиционных программ, и капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

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

¹ Приказы Департамента по тарифам Новосибирской области от 29.11.2020 № 663-ЭЭ (в редакции от 29.11.2022) и от 23.12.2019 № 754-ЭЭ (в редакции от 29.11.2022).

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

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

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

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

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий

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

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2024 год Приказом Департамента по тарифам Новосибирской области от 29.11.2023 № 411-ЭЭ/НПА «О корректировке на 2024 год единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

по сетям Новосибирской области, поставляемой потребителям, не относящимся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, установленных на долгосрочный период регулирования» (с изменениями от 16.04.2024) (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Новосибирской области, и средневзвешенного темпа роста тарифа сетевых компаний по всем категориям потребителей, определенного по данным прогноза социально-экономического развития Российской Федерации³.

Прочие составляющие НВВ на содержание электрических сетей основных ТСО, не учитываемые в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем [1], определены как разница между фактической НВВ за 2023 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2023 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Россети» определены на основании фактических данных за 2023 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2024 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Новосибирской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, и темпа роста цен на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

Прогноз объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Новосибирской области, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам, принят на уровне прогноза темпов роста потребления электрической энергии в Новосибирской области, принимаемого на основании одобренного Минэнерго России среднесрочного прогноза потребления электрической энергии, скорректированного на прирост потребления крупных потребителей, питающихся от ЕНЭС.

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

³ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован 30.09.2024 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

Прогнозный уровень ПВВ и НВВ определен с учетом показателей соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности, заключенных между исполнительным органом субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов и территориальными сетевыми организациями на территории региона (далее – регуляторное соглашение), согласованных ФАС России не позднее даты утверждения последней актуальной (на момент разработки раздела) инвестиционной программы, при наличии такого регуляторного соглашения.

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Инфляция (среднегодовая)	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	10 %	9 %	5 %	4 %	4 %	4 %
Дополнительный рост единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии в соответствии с регуляторным соглашением	–	–	–	–	–	–
Рост цен на уголь	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	7 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	2,1 %	4,6 %	3,8 %	1,4 %	0,7 %	0,9 %

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

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

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

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

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Новосибирской области представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для ТСО Новосибирской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	2544	2587	2426	2530	2407	2390
объем капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (без учета мероприятий, полностью соответствующих утвержденным инвестиционным программам)	154	197	36	140	17	–
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	2294	2704	2294	2294	2556	2294

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий), представлены в таблице 27 и на рисунке 8.

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

Таблица 27 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Наименование	Единица измерения	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
ПВВ	млрд руб.	24,0	27,7	30,5	32,2	33,6	35,2
НВВ	млрд руб.	24,3	26,0	27,0	27,2	27,4	27,8
Δ НВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,3	-1,7	-3,5	-5,0	-6,3	-7,4
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,85	2,04	2,17	2,26	2,34	2,43
Среднегодовой темп роста	%	–	110	106	104	104	104
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	1,87	1,91	1,92	1,90	1,90	1,92
Среднегодовой темп роста	%	–	102	100	99	100	101
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,02	-0,13	-0,25	-0,35	-0,43	-0,51

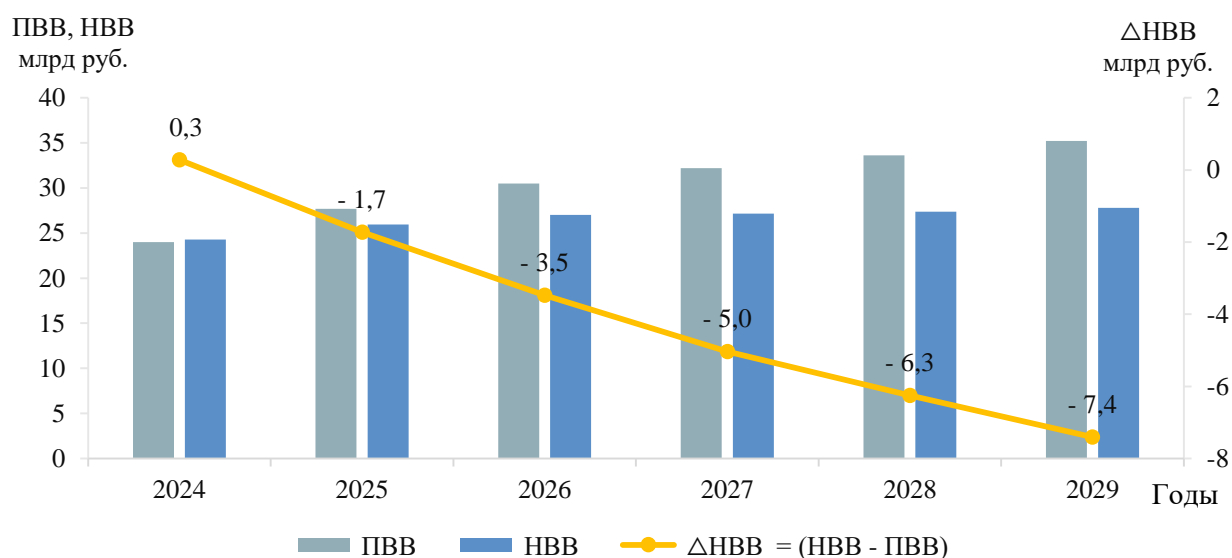


Рисунок 8 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 27, в прогножном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Новосибирской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

7.4 Оценка чувствительности экономических условий

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

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

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

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

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

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения (сценарий 1) и снижения (сценарий 2) темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценарии 3. Дефицит финансирования в указанном сценарии суммарно за период наличия дефицита составляет 12,3 млрд руб. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 9.

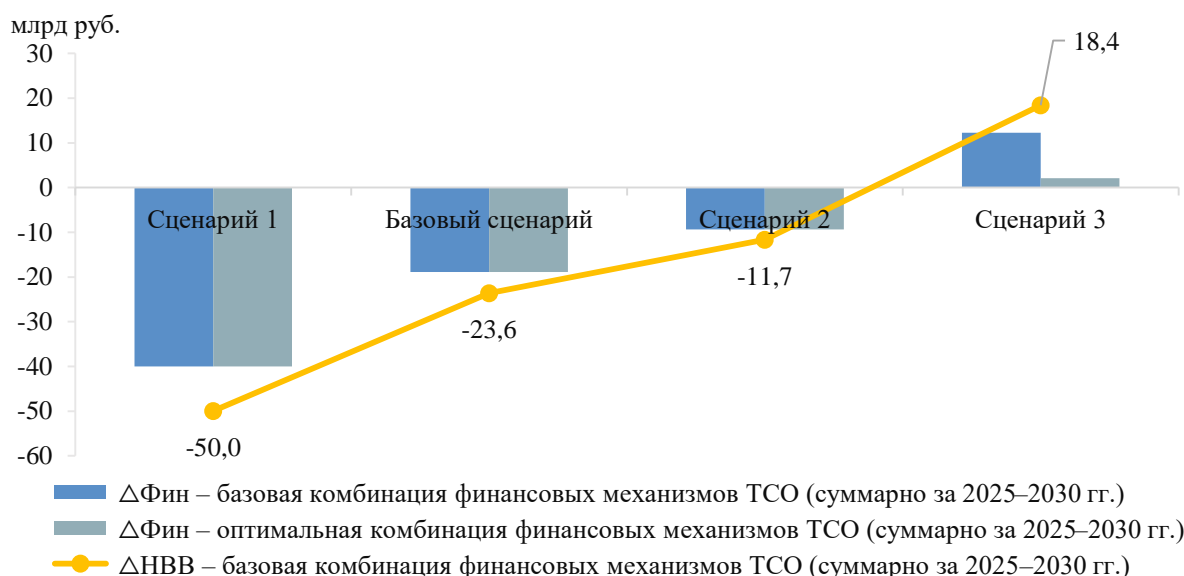


Рисунок 9 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на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

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (среднее значение за период 2025–2030 годов)

Наименование	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	30 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	68 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %
Средняя процентная ставка по заемным средствам	10 %

Как видно из рисунка 9, в прогнозном периоде определена возможность снижения дефицита финансирования инвестиций (таблица 28) в наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2024 года) при значительных объемах бюджетного финансирования в прогнозных капитальных вложениях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

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

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

Величина потребления электрической энергии по энергосистеме Новосибирской области оценивается в 2030 году в объеме 20522 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,37 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Новосибирской области к 2030 году увеличится и составит 3480 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,40 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Новосибирской области в период 2025–2030 годов прогнозируется в диапазоне 5579–5897 ч/год.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы Новосибирской области в период 2025–2030 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 40 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Новосибирской области в 2030 году составит 3067,6 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование энергосистемы Новосибирской области в рассматриваемый перспективный период.

Всего за период 2024–2030 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 423,71 км, трансформаторной мощности 2354,10 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_436520/ (дата обращения: 29.11.2024).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229 : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 8 февраля 2019 г. № 81 : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_321351/ (дата обращения: 29.11.2024).

3. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства : Приказ М-ва энергетики Российской Федерации от 26 февраля 2024 г. № 131 : зарегистрирован М-вом юстиции 1 марта 2024 г., регистрационный № 77401. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_471328/ (дата обращения: 29.11.2024).

4. Правила разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики : утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 года № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации». – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/ (дата обращения: 29.11.2024).

5. Российская Федерация. Правительство. Постановления. О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике : Постановление Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 г. № 1178. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/ (дата обращения: 29.11.2024).

6. Российская Федерация. Правительство. Постановления. Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии : Постановление Правительства Российской Федерации от 21 января 2004 года № 24. – Текст : электронный. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/ (дата обращения: 29.11.2024).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

Таблица А.1 – Перечень действующих электростанций, с указанием состава генерирующего оборудования и планов по выводу из эксплуатации, реконструкции (модернизации или перемаркировке), вводу в эксплуатацию генерирующего оборудования в период до 2030 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)									
Энергосистема Новосибирской области														
Новосибирская ГЭС	ПАО «РусГидро»													
		1	ПЛ30-В-800	-	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0		
		2	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		3	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		4	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		5	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		6	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		7	ПЛ30-В-800		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
Установленная мощность, всего		-	-	-	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0	490,0		
Новосибирская ТЭЦ-4	АО «СГК-Новосибирск»													
		3	ПТ-22-90	Газ, мазут, уголь	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0		
		4	ПТ-22-90		22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	
		5	Т-30-90		30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	
		6	Т-110-130		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		7	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		8	Т-100-130		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
Установленная мощность, всего		-	-	-	384,0	384,0	384,0	384,0	384,0	384,0	384,0	384,0		
Новосибирская ТЭЦ-3	АО «СГК-Новосибирск»													
		1	Т-16,5-29	Мазут, уголь	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5	16,5		
		7	Р-4-29/10		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		8	Р-4-29/10		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	
		9	Р-37-130/31		37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	
		10	Р-25-130/8		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		11	Т-110/120-130 ПРЗ-1		100,0	100,0	100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2027 г.
		12	Т-110/120-130 ПРЗ-1		100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	
		13	Т-110/120-130 ПРЗ-1		100,0	100,0	100,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	Модернизация в 2026 г.
		14	Т-110/120-130	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0		
Установленная мощность, всего		-	-	-	496,5	496,5	496,5	516,5	536,5	536,5	536,5	536,5		
Новосибирская ТЭЦ-2	АО «СГК-Новосибирск»													
		3	Т-20-90	Газ, мазут, уголь	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0		
		4	Т-20-90		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		5	Т-20-90		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	
		6	ПТ-65/75-130/13		65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	
		7	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		8	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		9	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
Установленная мощность, всего		-	-	-	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0		
Новосибирская ТЭЦ-5	АО «СГК-Новосибирск»													
		1	Т-200/210-130	Газ, мазут, уголь	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0		
		2	Т-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	Т-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	Т-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		5	Т-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		6	Т-200/210-130		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
Установленная мощность, всего		-	-	-	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2024	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Барабинская ТЭЦ	АО «СГК-Новосибирск»			Газ, мазут, уголь									
		2	К-17-90-1		17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	17,0	
		3	ПТ-34-8,8		34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	34,0	
		4	ПТ-25-90/10М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
		5	К-25-90-2		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	
ГПА Холодинвест	ООО «Холод Инвест»			Газ									
		1	JMS 320 GS-N.L		1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	
Березовая ТЭЦ	ООО «Генерация Сибири»			Газ									
		1	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		2	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		3	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		4	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
		5	Caterpillar G3520C		2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	

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 Новосибирской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
1	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ПС 500 кВ Карасук с одним автотрансформатором 500/220/10 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА каждый) с резервной фазой мощностью 167 МВА, установкой четырех ШПР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	3×167+167	–	–	501+167	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	12536,42	12536,42
				ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	4×180	–	–	720	–			
2	Новосибирской области, Республики Алтай и Алтайского края	Новосибирская область, Алтайский край	Строительство ВЛ 500 кВ Алтай – Карасук ориентировочной протяженностью 428 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	428	–	–	428	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	52026,06	52026,06
3	Новосибирской области, Омской области	Новосибирская область, Омская область	Строительство ВЛ 500 кВ Таврическая – Карасук ориентировочной протяженностью 371 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	371	–	–	371	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	38479,68	38479,68
4	Новосибирской области	Новосибирская область	Строительство ВЛ 220 кВ Карасук – Урожай ориентировочной протяженностью 1,5 км	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	–	1,5	–	–	1,5	–	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	272,20	272,20

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
5	Республики Алтай и Алтайского края, Новосибирской области	Алтайский край, Новосибирская область	Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение возможности сокращения транзита электроэнергии через межгосударственные линии электропередачи ВЛ 220 кВ Урожай – Мынкуль, ВЛ 220 кВ Районная – Валиханово, ВЛ 220 кВ Мынкуль – Иртышская и ВЛ 220 кВ Валиханово – Иртышская	ПАО «Россети», ПАО «Россети Сибирь», АО «Электромагистраль», АО «РЭС», ОАО «РЖД»	110–220–500	х	–	–	–	–	х	–	–	х	2028 ³⁾	Обеспечение надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	102,67	102,67
6	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 220 кВ Строительная с заменой трансформаторов 1Т 220/10/6 кВ и 2Т 220/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 220/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	АО «Электромагистраль»	220	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	2024	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	925,12	590,44
7	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Верх-Ирмень с заменой трансформатора 2Т-6,3 110/10 кВ мощностью 6,3 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 10 МВА	АО «РЭС»	110	МВА	1×10	–	–	–	–	–	–	10	–	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности	125,61	125,61

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2024–2030				
8	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сокол с заменой трансформаторов 1Т 110/10 кВ и 2Т 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	2028	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	315,17	315,17
9	Новосибирской области	Новосибирская область	Реконструкция ПС 110 кВ Дергаусово с заменой трансформаторов 1Т-10 110/35/10 кВ и 2Т-10 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	АО «РЭС»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	366,73	366,73

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основание	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2024–2030 гг. в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030					2024–2030
10	Новосибирской области	Новосибирская область	Создание на ПС 110 кВ Барышевская устройств: – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Горная с отпайками; – АОПО ВЛ 110 кВ Барышевская – Буготак с отпайками	АО «РЭС»	–	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2024	1. В соответствии с абзацем 8 пункта 57 Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556. 2. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	27,04	25,67

Примечания

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

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

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