

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

ЭНЕРГОСИСТЕМА Г. МОСКВЫ И МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 2

МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 Описание энергосистемы	9
1.1 Основные внешние электрические связи.....	9
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	10
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей	10
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде	14
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	21
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	21
2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха.....	21
2.1.2 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Уча, Тютчево, ПС 110 кВ Роса, Пушкино, Клязьма, Речная	23
2.1.3 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск.....	25
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.....	27
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ.....	27
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	82
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям.....	83
2.2.4 Непринятые предложения сетевых организаций	83
2.3 Описание мероприятий по обеспечению прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	83
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.....	83
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	87
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы	89
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности	89
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	92
3.3 Прогноз потребления электрической мощности.....	94
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	96
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы	99
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше.....	99
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 Московской области.....	101
4.3 Мероприятия, направленные на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России	115
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	118
5 Техничко-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети...	125
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	126
7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети	127
7.1 Основные подходы.....	127
7.2 Исходные допущения.....	128
7.2.1 Прогнозные объемы капитальных вложений в строительство (реконструкцию) объектов электросетевого хозяйства.....	131
7.3 Результаты оценки тарифных последствий.....	132
7.4 Оценка чувствительности экономических условий.....	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	136
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	137

ПРИЛОЖЕНИЕ А	Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	138
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	141

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
В	–	выключатель
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВМ; МВ	–	масляный выключатель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГК	–	государственная корпорация
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
ИА	–	исполнительный аппарат
ИП	–	инвестиционный проект
ИПР	–	инвестиционная программа развития
ИТС	–	индекс технического состояния
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия электропередачи
КЛ	–	кабельная линия электропередачи
КОММод	–	отбор проектов реализации мероприятий по модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций
КРУЭ	–	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МП	–	муниципальное предприятие
МУП	–	муниципальное унитарное предприятие
МЭС	–	магистральные электрические сети
н/д	–	нет данных
НВВ	–	необходимая валовая выручка
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – объединенное диспетчерское управление
ОЗ	–	операционная зона
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ОЭЗ ППТ	–	особая экономическая зона промышленно-производственного типа

ОЭЗ ТВТ	– особая экономическая зона технико-внедренческого типа
ПАР	– послеаварийный режим
ПВВ	– прогнозная валовая выручка
ПГУ	– парогазовая установка
ПМЭС	– предприятие магистральных электрических сетей
ПП	– переключательный пункт
ПС	– (электрическая) подстанция
РБУ	– режимно-балансовые условия
РБУ зимнего максимума потребления мощности при ТНВ (-)26 °С; Макс зима 0,92	– режимно-балансовые условия зимнего максимума потребления мощности – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы или энергорайона, средневзвешенной по потреблению мощности районов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений, приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – (минус) 26 °С
РД	– рабочая документация
РДУ	– диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РП	– (электрический) распределительный пункт
РПН	– устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	– (электрическое) распределительное устройство
СВ	– секционный выключатель
сек.; ши	– секция шин
СиПР	– Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СКРМ	– средство компенсации реактивной мощности
СО ЕЭС	– Системный оператор Единой энергетической системы
СРМ	– схемно-режимные мероприятия
СРС	– схемно-режимная ситуация
СШ	– система (сборных) шин
Т	– трансформатор
ТГ	– турбогенератор
ТНВ	– температура наружного воздуха

ТП	–	технологическое присоединение
ТСО	–	территориальная сетевая организация
ТУ	–	технические условия
ТЭО	–	технико-экономическое обоснование
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ФЗ	–	федеральный закон
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шунтирующий реактор
ШСВ; МШВ	–	шиносоединительный выключатель
ЭС	–	электроэнергетическая система, энергосистема
ЭЭ	–	электрическая энергия
ЭЭС	–	электроэнергетическая система (территориальная)
яч.	–	ячейка
S	–	полная мощность
$S_{\text{длн}}$	–	длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

«Схема и программа развития энергосистемы г. Москвы и Московской области на 2024–2029 годы» состоит из двух книг:

- книга 1 «город Москва»;
- книга 2 «Московская область».

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы г. Москвы и Московской области за период 2018–2022 годов. За отчетный принимается 2022 год.

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

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по г. Москве и по Московской области на каждый год перспективного периода (2024–2029 годов).

В материалах приведена информация о перечне существующих электростанций, а также об изменении установленной мощности электростанций с учетом планируемого вывода из эксплуатации, перемаркировки (в том числе в связи с реконструкцией и модернизацией), ввода в эксплуатацию единиц генерирующего оборудования в отношении каждого года рассматриваемого периода до 2029 года.

В материалах выполнен анализ необходимости реализации мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы г. Москвы и Московской области на территории Московской области на период до 2029 года, в том числе:

- мероприятия, направленные на исключение ввода ГАО в электрической сети, включая заявленные сетевыми организациями;
- перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям;
- мероприятия, направленные на предотвращение рисков ввода ГАО с учетом обеспечения прогнозного потребления электрической энергии и мощности;
- перечень обоснованных мероприятий, направленных на исключение заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО.

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

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

1 Описание энергосистемы

Энергосистема г. Москвы и Московской области входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ и обслуживает территорию двух субъектов Российской Федерации – г. Москва и Московская область.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям на территории г. Москвы и Московской области и владеющие объектами электросетевого хозяйства 110 кВ и/или выше:

- филиал ПАО «Россети» – Московское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления ЕНЭС на территории г. Москвы и Московской области;

- ПАО «Россети Московский регион» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории г. Москвы и Московской области;

- АО «Объединенная энергетическая компания» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110–220 кВ на территории г. Москвы;

- АО «Мособлэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электрической энергии по электрическим сетям 0,4–6(10)–35–110 кВ на территории Московской области.

1.1 Основные внешние электрические связи

Энергосистема г. Москвы и Московской области связана с энергосистемами:

- Тверской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тверское РДУ): ЛЭП 750 кВ – 2 шт., ЛЭП 500 кВ – 2 шт., ЛЭП 220 кВ – 4 шт., ЛЭП 110 кВ – 8 шт.;

- Тульской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ): ЛЭП 220 кВ – 5 шт., ЛЭП 110 кВ – 4 шт.;

- Калужской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 1 шт., ЛЭП 220 кВ – 2 шт., ЛЭП 110 кВ – 1 шт.;

- Смоленской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ЛЭП 110 кВ – 3 шт.;

- Рязанской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 2 шт., ЛЭП 220 кВ – 1 шт., ЛЭП 110 кВ – 7 шт.;

- Владимирской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Владимирское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 2 шт., ЛЭП 220 кВ – 1 шт., ЛЭП 110 кВ – 5 шт.;

- Ярославской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Ярославское РДУ): ЛЭП 220 кВ – 2 шт.;

- Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): ЛЭП 500 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии, расположенных на территории Московской области с указанием максимальной потребляемой мощности за отчетный год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей, расположенных на территории Московской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
–	–
Более 50 МВт	
–	–
Более 20 МВт	
ООО «Кроношпан»	35,0
АО «Воскресенские минеральные удобрения»	32,0

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, на 01.01.2023 составила 5484,6 МВт, в том числе: ГЭС – 47,4 МВт, ГАЭС – 1200 МВт, ТЭС – 4237,2 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 г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	На 01.01.2022	Изменение мощности				На 01.01.2023
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	5189,6	295,0	–	–	–	5484,6
ГЭС	47,4	–	–	–	–	47,4
ГАЭС	1200,0	–	–	–	–	1200,0
ТЭС	3942,2	295,0	–	–	–	4237,2

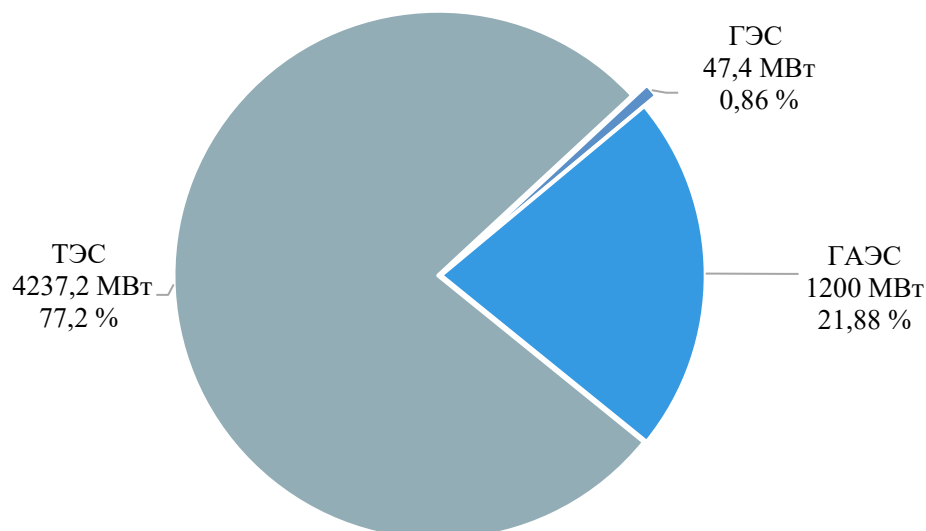


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, по состоянию на 01.01.2023

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

Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области приведены в таблице 3 и на рисунках 2, 3.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	108212	107694	106234	115485	117383
Годовой темп прироста, %	2,62	-0,48	-1,36	8,71	1,64
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	105650	105257	103778	112940	114807
Годовой темп прироста, %	2,74	-0,37	-1,41	8,83	1,65
Максимум потребления мощности, МВт	17505	17353	17205	19488	18665
Годовой темп прироста, %	-1,93	-0,87	-0,85	13,27	-4,22
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6035	6066	6032	5796	6151

Наименование показателя	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Дата и время прохождения максимума потребления мощности (МСК), дд.мм чч:мм	20.12 17:00	23.01 18:00	10.12 18:00	22.12 17:00	13.01 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-9,7	-16,2	-9,1	-21,5	-14,6
<i>Московская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	54983	55096	55572	60533	61957
Годовой темп прироста, %	2,92	0,21	0,86	8,93	2,35
Доля потребления электрической энергии Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	50,8	51,2	52,3	52,4	52,8
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	52420	52658	53116	57998	59382
Годовой темп прироста, %	3,19	0,45	0,87	9,17	2,40
Потребление мощности (совмещенное) на час прохождения максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	8495	8510	8725	9867	9343
Годовой темп прироста, %	-2,58	0,18	2,53	13,09	-5,31
Доля потребления мощности Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	48,5	49,0	50,7	50,6	50,1
Число часов использования потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	6171	6188	6088	5878	6356

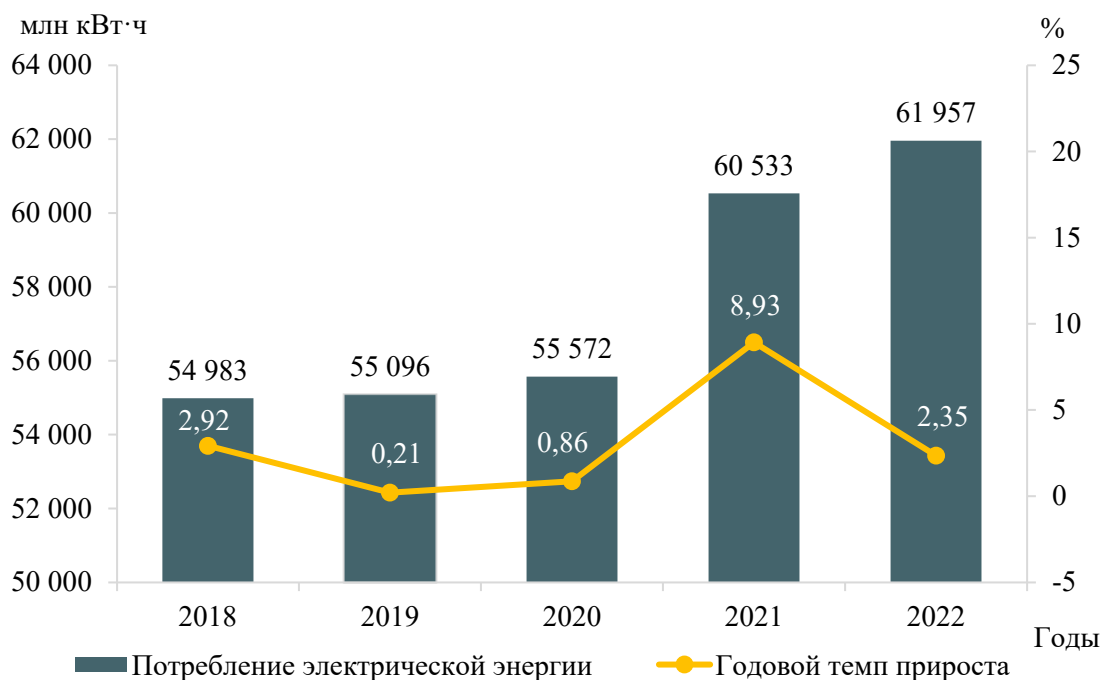


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы по территории Московской области и годовые темпы прироста

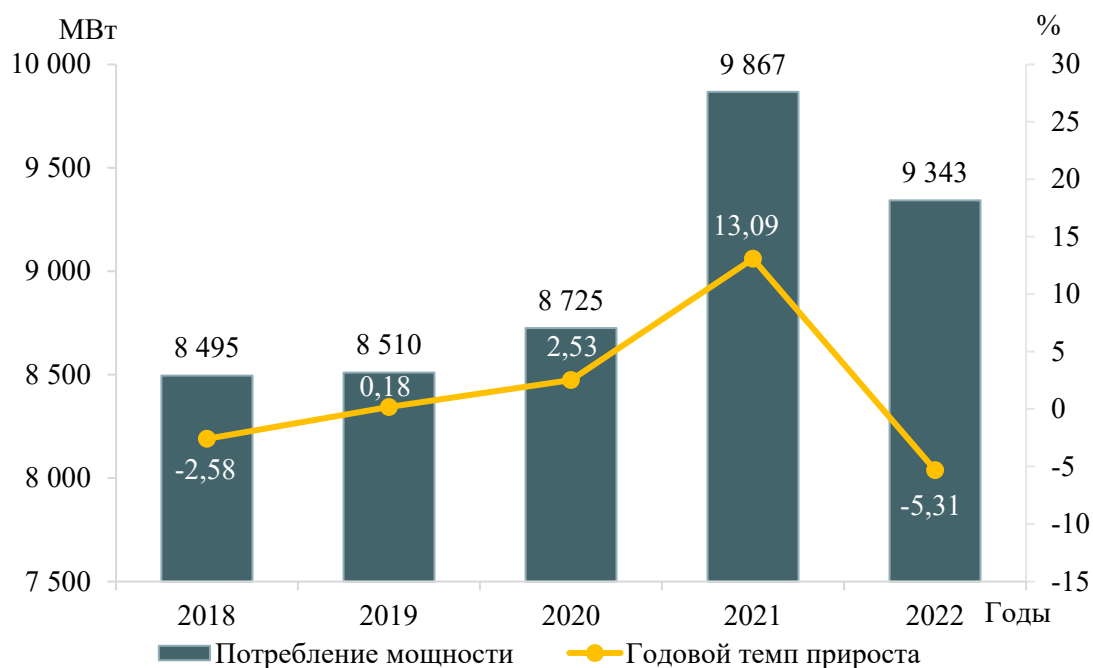


Рисунок 3 – Потребление мощности Московской области и годовые темпы прироста

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области выросло на 11931 млн кВт·ч и составило в 2022 году 117383 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,17 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году. Наибольшее снижение потребления электрической энергии зафиксировано в 2020 году и составило 1,36 %.

За период 2018–2022 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области вырос на 816 МВт и составил 18665 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 0,90 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 13,27 % в 2021 году; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2022 году и составило 4,22 %.

За период 2018–2022 годов потребление электрической энергии Московской области выросло на 8536 млн кВт·ч и составило 61957 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 3,01 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,93 % в 2021 году. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии зафиксирован в 2019 году и составил 0,21 %.

Доля Московской области в суммарном потреблении электрической энергии увеличилась с 50,8 % в 2018 году до 52,8 % в 2022 году (или на 2,0 процентных пункта).

За период 2018–2022 годов потребление мощности Московской области выросло на 623 МВт и составило 9343 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 1,39 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 13,09 % в 2021 году; наибольшее годовое снижение мощности – в 2022 году и составило 5,31 %, что обусловлено более высокими ТНВ и снижением потребления в сфере услуг и домашних хозяйствах и обрабатывающих производствах.

Доля Московской области в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период повысилась с 48,5 % до 50,1 % (или на 1,6 процентных пункта).

Годовой режим потребления электрической энергии Московской области более плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, что объясняется преобладанием в структуре потребления электрической энергии обрабатывающих производств с полунепрерывным режимом работы.

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

- разнонаправленными тенденциями потребления предприятиями обрабатывающих производств;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта, в том числе вводом МЦД-1 и МЦД-2;
- ростом потребления в производстве сельскохозяйственной продукции, в том числе за счет ввода тепличных хозяйств;
- вводом объектов жилищного строительства, торговых и офисных центров.

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

Перечень изменений состава и параметров ЛЭП в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Московской области приведен в таблице 4, перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования в ретроспективном периоде на 5 лет на территории Московской области приведен в таблице 5.

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Строительство отпайки на ПС 220 кВ Сельская от ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Федино	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2,87 км
2	110 кВ	ВЛ 110 кВ Алабушево – Поварово. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32	ПАО «Россети Московский регион»	2018	0,6 км
3	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бронницы тяговая – Виноградово с отпайкой на ПС Фаустово. Замена провода АС-120 на провод АС-150/24 и замена опор	ПАО «Россети Московский регион»	2018	0,25 км
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бронницы тяговая – Гжель. Замена провода АС-120 на провод АС-150/24 и замена опор	ПАО «Россети Московский регион»	2018	0,4 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
5	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I цепь с отпайками. Замена провода АС-120 на АС-150 протяжённостью: оп.8–23 = 3,408 км и оп.37–52 = 3,117 км. Общая длина не изменилась	ПАО «Россети Московский регион»	2018	6,53 км
6	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками. Замена провода АС-120 на АС-150 протяжённостью: оп.8–23 = 3,408 км и оп.37–52 = 3,117 км. Общая длина не изменилась	ПАО «Россети Московский регион»	2018	6,53 км
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Серпухов – Заповедник с отпайкой на ПС Компрессорная (ВЛ 110 кВ Серпухов – Заповедник с отпайкой). Замена провода АС-150/24 на провод АС-240/32 и замена опор У110-1, ПБ110-1 на ПМ110-4Ф	ПАО «Россети Московский регион»	2018	1,01 км
8	110 кВ	ВЛ 110 кВ Серпухов – Заповедник с отпайкой на ПС Компрессорная (ВЛ 110 кВ Серпухов – Заповедник с отпайкой). Замена провода АС-150/24 на провод АС-240/32 и замена опор	ПАО «Россети Московский регион»	2018	1,26 км
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Чанки – Пески. Замена провода М-95 на АС-150/240	ПАО «Россети Московский регион»	2018	12,6 км
10	110 кВ	КВЛ 110 кВ Медведевская – Одинцово I цепь с отпайкой на ПС Мамоново. Выполнение захода ЛЭП КВЛ 110 кВ Очаково – Одинцово I цепь с отпайкой на ПС Мамоново на ПС 110 кВ Медведевская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Очаково – Медведевская I цепь и КВЛ 110 кВ Медведевская – Одинцово I цепь с отпайкой на ПС Мамоново	ПАО «Россети Московский регион»	2018	3,79 км
11	110 кВ	КВЛ 110 кВ Медведевская – Одинцово II цепь с отпайкой на ПС Мамоново. Выполнение захода ЛЭП КВЛ 110 кВ Очаково – Одинцово II цепь с отпайкой на ПС Мамоново на ПС 110 кВ Медведевская с образованием двух ЛЭП: КВЛ 110 кВ Очаково – Медведевская II цепь и КВЛ 110 кВ Медведевская – Одинцово II цепь с отпайкой на ПС Мамоново	ПАО «Россети Московский регион»	2018	–
12	110 кВ	КВЛ 110 кВ Нахабино – Слобода. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2018	3,17 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
13	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Одинцово II цепь с отпайкой на ПС Мамоново. Увеличение протяжённости КВЛ на 7,58 км (ПвПу2г 1×1600сгж/265ов-64/110) на участке между ПС 500 кВ Очаково и отпайкой на ПС 110 кВ Мамоново	ПАО «Россети Московский регион»	2018	7,58 км
14	110 кВ	КВЛ 110 кВ Слобода – Дедово. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2,80 км
15	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Аэропорт – Долгопрудная № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2018	6,08 км
16	110 кВ	Строительство КЛ 110 кВ Аэропорт – Долгопрудная № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2018	6,08 км
17	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с отпайками. Замена провода АС-150 на АС-150	ПАО «Россети Московский регион»	2019	8,23 км
18	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Мичурино от ВЛ 110 кВ Октябрьская – Омега	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,4 км
19	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Мичурино от ВЛ 110 кВ Октябрьская – Эра	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,37 км
20	110 кВ	ВЛ 110 кВ Электроугли – Малаховка с отпайками. Замена провода АС-150 на АС-150	ПАО «Россети Московский регион»	2019	8,23 км
21	110 кВ	КВЛ 110 кВ Яковлево – Тураево с отпайками. Замена провода АС-150/24 на АС-150/24 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,21 км
22	220 кВ	ВЛ 220 кВ Новософрино – Трубино. Замена провода МП-240 на АС-400 в пролетах опор 60–69	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,34 км
23	110 кВ	ВЛ 110 кВ Голутвин – Рубин. Замена провода М-95 на АНВП 180,61 в пролетах опор № 15–24	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,58 км
24	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I цепь с отпайками. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24 в пролетах опор № 125–129	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,98 км
25	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24 в пролетах опор № 125–129	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,98 км
26	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24 в пролетах опор № 193–199	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,28 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
27	110 кВ	ВЛ 110 кВ Хвойная – Новые Подлипки I цепь. Замена провода М-95 и АС-150/24 на АС-240/32	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,75 км
28	110 кВ	ВЛ 110 кВ Хвойная – Новые Подлипки II цепь. Замена провода АС-150/24 на АС-240/33	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,83 км
29	110 кВ	ВЛ 110 кВ ЦАГИ – Раменская I цепь. Образована из ВЛ 110 кВ Донино – ЦАГИ I цепь с отпайкой на ПС Раменская путем отключения от ПС 110 кВ Донино и подключением к ПС 110 кВ Раменская	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,03 км
30	110 кВ	ВЛ 110 кВ ЦАГИ – Раменская II цепь. Образована из ВЛ 110 кВ Донино – ЦАГИ II цепь с отпайкой на ПС Раменская путем отключения от ПС 110 кВ Донино и подключением к ПС 110 кВ Раменская	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,03 км
31	110 кВ	ВЛ 110 кВ Чанки – Пески. Замена провода М-95 на АС-150 в пролетах опор № 13–26	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,4 км
32	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная. Замена провода М-95 на АС-150/24 в пролетах опор № 42–46	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,81 км
33	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная. Замена провода М-95 на АС-150 в пролетах опор № 9–26	ПАО «Россети Московский регион»	2020	2,92 км
34	110 кВ	КВЛ 110 кВ Восточная – Некрасовка с отпайкой на ПС Ясная. Замена провода М-95 на АС-150/24 в пролетах опор № 1–9	ПАО «Россети Московский регион»	2020	1,33 км
35	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бор – Добрыниха с отпайками. Замена провода АС-150 на АС-240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,45 км
36	110 кВ	ВЛ 110 кВ Бор – Лужники с отпайками. Замена провода АС-150 на АС-240 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2020	0,45 км
37	110 кВ	ВЛ 110 кВ Орево – Экран. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,33 км
38	110 кВ	ВЛ 110 кВ Прогресс – Некрасовка. Замена провода АС-150/24 на АСВТ-15,2-128/36-I и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2021	1,44 км
39	110 кВ	ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск. Замена провода М-70 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,83 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
40	110 кВ	ВЛ 110 кВ Тишково – Пахра с отпайкой на ПС Транспортная. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,91 км
41	110 кВ	ВЛ 110 кВ Хомутово – Новодомодедово. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32 и опор	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,91 км
42	220 кВ	КВЛ 220 кВ Новософрино – Тютчево. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Новософрино – Уча на ПС 220 кВ Тютчево	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,64
43	220 кВ	КВЛ 220 кВ Тютчево – Уча. Выполнение захода ВЛ 220 кВ Новософрино – Уча на ПС 220 кВ Тютчево	ПАО «Россети Московский регион»	2022	0,63
44	220 кВ	КВЛ 220 кВ Лесная – Пахра. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвПпу2г 1×2500сгж/300ов-127/220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	4,98
45	220 кВ	КВЛ 220 кВ Образцово – Лесная. Замена провода АС-400/51 на кабель ПвПпу2г 1×2500сгж/300ов-127/220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	4,98
46	110 кВ	КВЛ 110 кВ Красногорская – Строгино I цепь. Замена провода АС-240/32 на кабель ПвПпу2г 1×1000гж/265ов - 64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,8
47	110 кВ	КВЛ 110 кВ Красногорская – Нахабино I цепь. Замена провода АС 240/32 на кабель ПвПпу2г 1×1000гж/265ов - 64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,2
48	110 кВ	КВЛ 110 кВ Красногорская - Нахабино II цепь. Замена провода АС 240/32 на кабель ПвПпу2г 1×1000гж/265ов - 64/110	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2,2
49	110 кВ	КЛ 110 кВ Красногорская – Рублево №1. Замена провода АС-150/24 на кабель 2XS(FL)2Y-LWL 1×1200 RMS/265-220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	5,45
50	110 кВ	КЛ 110 кВ Красногорская – Рублево №2. Замена провода АС-150/24 на кабель 2XS(FL)2Y-LWL 1×1200 RMS/265-220 кВ	ПАО «Россети Московский регион»	2022	5,45
51	110 кВ	ВЛ 110 кВ Суворово – Шиферная I цепь с отпайкой на ПС Колыберево. Замена провода М-70 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,57
52	110 кВ	ВЛ 110 кВ Суворово – Шиферная II цепь с отпайкой на ПС Колыберево. Замена провода М-70 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2022	1,57

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Латышская	Абонентская	2018	16 МВА
2	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Федино	ПАО «Россети»	2018	125 МВА
3	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Восточная	ПАО «Россети Московский регион»	2018	125 МВА
4	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Ядрошино	ПАО «Россети Московский регион»	2018	63 МВА
5	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Дарьино	ПАО «Россети Московский регион»	2018	40,5 МВА
6	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Истомкино	ПАО «Россети Московский регион»	2018	40 МВА
7	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Клязьма	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2×63 МВА
8	500 кВ	Замена фазы «А» АТ-1 мощностью 115 МВА на новую, мощностью 115 МВА на ПС 500 кВ Ногинск	ПАО «Россети»	2019	115 МВА
9	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Дальняя	ПАО «Россети»	2019	40 МВА
10	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2019	2×250 МВА
11	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Азотная	Абонентская	2019	63 МВА
12	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Волоколамск	ПАО «Россети Московский регион»	2019	25 МВА
13	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Мичурино	ОАО «РЖД»	2019	2×25 МВА
14	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Пернатово	ПАО «Россети Московский регион»	2019	25 МВА
15	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Поварово	ПАО «Россети Московский регион»	2019	2×40 МВА
16	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Ока	ПАО «Россети»	2019	2×63 МВА
17	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Дальняя	ПАО «Россети»	2020	40 МВА
18	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Стекольная	Абонентская	2020	25 МВА
19	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Темпы	ПАО «Россети»	2020	200 МВА 25 МВА
20	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Волоколамск	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
21	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дарьино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	80 МВА
22	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Топканово	ПАО «Россети Московский регион»	2020	10 МВА
23	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Хомутово	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
24	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Ядрошино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	63 МВА
25	500 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2021	2×500 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
26	500 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Ногинск	ПАО «Россети»	2021	2×500 МВА
27	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Ока	ПАО «Россети»	2021	2×200 МВА
28	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Радищево	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
29	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Темпы	ПАО «Россети»	2021	200 МВА 25 МВА
30	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2021	100 МВА
31	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Пролетарий	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2×16 МВА
32	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Прудная (ММП)	ПАО «Россети Московский регион»	2021	25 МВА
33	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2022	100 МВА
34	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Западная	ПАО «Россети»	2022	2×125 МВА
35	220 кВ	Строительство ПС 220 кВ Тютчево	ПАО «Россети Московский регион»	2022	2×125 МВА 2×25 МВА
36	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дзержинская	ПАО «Россети Московский регион»	2022	25 МВА
37	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Минеральная	ПАО «Россети Московский регион»	2022	25 МВА
38	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Северово	ПАО «Россети Московский регион»	2022	63 МВА

2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики

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

На территории Московской области к энергорайонам, характеризующимся рисками ввода ГАО относятся:

- энергорайон расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха;
- энергорайон расположения ПС 220 кВ Уча, Тютчево, ПС 110 кВ Роса, Пушкино, Клязьма, Речная;
- энергорайон расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск.

2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя, токовая загрузка ВЛ 110 кВ Никоново – Столбовая превышает ДДТН на величину до 30 %, ВЛ 110 кВ Лаговская – Никоново превышает ДДТН на величину до 9 %, СЭВ 110 кВ ПС 110 кВ Никоново превышает ДДТН на величину до 5 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО на величину до 28 МВт	Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км	Отсутствуют	Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км

2.1.2 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Уча, Тютчево, ПС 110 кВ Роса, Пушкино, Клязьма, Речная

В таблице 7 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Уча, Тютчево, ПС 110 кВ Роса, Пушкино, Клязьма, Речная.

Таблица 7 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Уча, Тютчево, ПС 110 кВ Роса, Пушкино, Клязьма, Речная

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Уча – Роса, токовая загрузка ВЛ 110 кВ Клязьма – Пушкино превышает ДДТН на величину до 13 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений, с учетом применения всех доступных СРМ, требуется ввод ГАО в объеме до 16 МВт	Строительство КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино ориентировочной протяженностью 6 км	Отсутствуют	Строительство КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино ориентировочной протяженностью 6 км

2.1.3 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск

В таблице 8 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона расположения ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Панфиловская, Волоколамск

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Итоговые технические решения (мероприятия)
В соответствии с результатами расчетов электроэнергетических режимов в режиме зимнего максимума потребления мощности при ТНВ наиболее холодной пятидневки в единичной ремонтной схеме, связанной с отключением ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отпайкой на ПС Чеховская, токовая загрузка ВЛ 110 кВ Волоколамск – Панфиловская превышает ДДТН на величину до 4 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в пределы допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме 51,6 МВт	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	Отсутствуют	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км

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 9 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 9 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2018	19.12.2018	-8,9
	20.06.2018	19,3
2019	18.12.2019	2,5
	19.06.2019	22,1
2020	16.12.2020	-3,6
	17.06.2020	24,3
2021	15.12.2021	-2,4
	16.06.2021	20,1
2022	21.12.2022	-5,9
	15.06.2022	15,9

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Московский регион»

Рассмотрены предложения ПАО «Россети Московский регион» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 11 приведены данные

по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 12 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

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

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Речная	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1984	80	20,12	15,80	16,51	17,32	17,97	13,99	16,46	11,02	14,61	12,67	0
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1984	77	17,67	21,95	23,24	21,60	19,95	15,02	14,91	19,43	18,25	15,93	
2	ПС 110 кВ Кудиново	110/35/6	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	105/34,5/6,6	20	1959	93	10,49	8,51	17,73	12,99	12,00	16,53	7,80	8,12	11,11	8,59	0,71
			T-2	ТДТНГУ-20000/110/35/6	105/34,5/6,6	20	1964	89	11,79	10,32	0,00	11,13	12,34	1,24	9,50	9,05	9,95	9,15	
3	ПС 110 кВ Туменская	110/10	T-1	ТДН-10000/110/10	115/11	10	1969	89	3,13	3,12	4,12	3,45	5,41	1,59	1,74	2,51	1,88	3,13	3,21
			T-2	ТМН-6300/110/10	115/11	6,3	1983	78	3,46	3,25	4,79	4,30	4,52	2,00	2,38	2,48	3,30	2,66	
4	ПС 110 кВ Кучино	110/35/6	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	105/34,5/6,6	20	1960	89	10,26	10,39	15,30	12,48	16,10	13,33	9,77	7,45	7,98	8,57	0
			T-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	105/34,5/6,6	20	1963	93	12,29	12,19	16,37	14,18	17,07	14,9	10,03	8,35	9,81	9,07	
5	ПС 110 кВ Время	110/10	T-1	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1974	79	10,59	7,41	8,80	10,46	9,26	8,28	8,21	4,39	6,38	5,51	0,87
			T-2	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1987	89	12,13	12,49	14,62	9,04	15,93	5,60	6,76	8,38	9,95	10,56	
6	ПС 110 кВ Долгопрудная	110/10/10	T-1	ТРДН-25000/110/10/10	115/10,5/10,5	25	1984	75	16,14	14,78	12,69	18,60	14,14	6,87	7,94	12,30	11,36	7,88	1,73
			T-2	ТРДН-25000/110/10/10	115/10,5/10,5	25	1984	83	14,41	12,55	17,62	13,32	19,21	11,53	9,65	7,38	7,34	12,45	
7	ПС 110 кВ Мамонтовская	110/10/6	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1970	79	20,41	17,19	18,72	18,96	19,94	10,72	13,41	13,37	17,85	12,40	0,94
			T-2	ТДТН-25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1970	76	16,38	14,90	14,82	13,60	13,28	11,77	13,76	11,29	7,83	8,71	
8	ПС 110 кВ Павшино	110/10/6	T-1	ТДТНГ-40500/110/10/6	110/11/6,6	40,5	1972	89	27,48	24,04	28,33	25,39	21,47	19,01	18,11	18,58	22,90	17,56	1,23
			T-2	ТДТНГ-40500/110/10/6	110/11/6,6	40,5	1971	89	18,97	22,11	19,68	20,49	23,81	12,21	13,35	11,86	13,33	13,14	
9	ПС 110 кВ Роса	110/10/6	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1982	86	20,88	14,13	16,16	19,20	16,89	9,04	9,02	8,51	9,58	10,52	0
			T-2	ТДТН-25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1982	84	6,98	10,98	14,58	16,36	15,94	5,89	7,41	7,01	8,08	6,67	
10	ПС 110 кВ Тополь	110/10/6	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	115/11/6,6	40	1985	87	26,87	26,51	27,41	26,95	25,24	25,13	25,21	27,44	20,89	22,54	0
			T-2	ТДТН-40000/110/10/6	115/11/6,6	40	1984	77	25,29	21,19	22,77	23,27	24,23	20,01	22,70	15,00	20,93	18,97	
11	ПС 110 кВ Гжель	110/35/6	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	115/34,5/6,6	25	1977	72	21,93	19,41	20,18	20,39	20,37	11,68	13,22	16,41	13,51	11,59	0
			T-2	ТДТН-25000/110/35/6	115/34,5/6,6	25	1976	83	16,87	14,13	18,68	19,83	18,96	9,04	9,53	10,28	10,44	11,24	
12	ПС 110 кВ Малаховка	110/10	T-1	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1993	76	9,56	11,10	9,56	11,58	8,75	5,26	0,00	5,97	7,10	6,72	0
			T-2	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1993	83	4,26	5,28	7,97	6,23	11,70	3,77	10,98	6,54	5,55	5,75	
13	ПС 110 кВ Молоково	110/10	T-1	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1973	74	12,45	10,67	14,31	14,87	16,88	0,00	4,03	7,01	7,32	8,08	3,91
			T-2	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1974	75	11,19	11,26	12,3	13,38	14,52	6,42	7,84	6,47	6,15	5,77	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
14	ПС 110 кВ Нащекино	110/10	T-1	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	1986	89	7,43	5,84	8,37	11,23	12,95	2,70	2,87	3,50	2,94	4,43	0
			T-2	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	1984	81	11,02	8,83	12,65	10,13	11,70	5,56	5,30	6,36	4,89	4,65	
15	ПС 110 кВ Полиграф	110/10/6	T-1	ТДТН- 25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1972	73	11,61	11,26	13,92	14,60	10,35	17,10	8,12	8,67	10,11	7,92	0,25
			T-2	ТДТН- 25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1973	84	14,04	12,35	13,23	12,62	16,39	0,00	9,27	9,00	8,56	9,88	
16	ПС 110 кВ Пущино	110/35/10	T-1	ТДТН- 20000/110/38,3/1 1	110/38,5/11	20	1966	90	10,51	9,66	11,54	10,41	10,66	7,38	7,14	7,48	7,76	9,75	2,89
			T-2	ТДНГ- 20000/110/10	115/10,5	20	1964	84	14,57	12,10	13,85	14,45	16,26	7,36	8,96	8,43	8,70	7,26	
17	ПС 110 кВ Раменская	110/6	T-1	ТРДНС- 25000/110/6	115/6,3	25	1983	82	15,81	13,23	16,88	17,16	17,01	10,61	8,93	10,77	12,17	11,23	0
			T-2	ТРДНС- 25000/110/6	115/6,3	25	1983	72	18,42	17,72	18,74	18,67	17,78	10,29	16,48	14,10	13,68	12,45	
18	ПС 110 кВ Ям	110/10	T-1	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	1980	89	12,04	8,62	9,91	13,71	13,81	5,25	6,44	6,44	5,65	6,46	4,86
			T-2	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	1980	85	11,49	11,99	14,56	12,14	12,31	5,91	5,66	5,85	6,67	7,16	
19	ПС 110 кВ Соловьево	110/10	T-1	ТДН- 10000/110/10	115/11	10	1978	93	6,68	2,39	6,74	7,73	7,29	2,46	2,96	3,34	6,58	4,32	3,29
			T-2	ТДН- 10000/110/10	115/11	10	1978	88	5,87	4,11	6,12	6,14	5,95	2,35	2,94	2,77	0,00	3,11	
20	ПС 110 кВ Духанино	110/10	T-1	ТДН- 10000/110/10	110/11	10	1979	71	6,68	5,73	7,50	7,12	8,36	2,64	4,50	5,50	2,85	5,03	1,43
			T-2	ТДН- 10000/110/10	110/11	10	1979	75	4,87	2,38	5,19	7,01	8,45	3,48	0,29	1,86	3,46	2,29	
21	ПС 110 кВ Волоколамск	110/35/10	T-1	ТДТН- 25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1969	95	7,17	0,05	10,55	15,42	12,14	5,02	5,08	0,00	7,13	7,31	4,70
			T-2	ТДТН- 25000/110/35/10	115/38,5/11	25	1990	87	16,63	18,84	14,06	20,82	14,14	10,22	9,69	4,77	8,35	9,62	
22	ПС 110 кВ Клин	110/35/6	T-1	ТДТН- 63000/110/35/6	115/38,5/6,6	63	1995	81	39,08	35,61	36,96	43,39	50,98	24,86	21,79	27,81	27,16	26,49	2,49
			T-2	ТДТН- 63000/110/35/6	115/38,5/6,6	63	1995	90	42,63	36,64	42,02	38,32	37,25	21,95	24,80	27,24	26,14	27,18	
23	ПС 110 кВ Бронницы	110/10/10	T-1	ТРДН- 40000/110/10/10	115/10,5/10,5	40	2013	97	14,20	18,24	19,51	19,31	21,90	8,07	10,26	11,25	16,62	14,69	12,80
			T-2	ТРДН- 40000/110/10/10	115/10,5/10,5	40	2013	98	26,23	19,80	26,68	29,65	29,46	13,79	13,81	18,44	11,06	12,77	
24	ПС 110 кВ Кварц	110/35/6	T-1	ТДТН- 40000/110/35/6	115/38,5/6,6	40	2007	97	25,51	19,17	27,37	34,35	31,94	11,95	13,01	15,28	13,34	15,44	0
			T-2	ТДТН- 40000/110/35/6	115/38,5/6,6	40	1998	97	21,35	20,23	21,12	18,69	23,55	12,22	14,04	9,41	12,51	10,99	
25	ПС 110 кВ Прудная	110/10	T-1	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	2002	89	10,93	9,66	11,89	13,21	14,69	0,00	6,45	6,42	7,42	8,36	1,56
			T-2	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	2003	94	13,88	13,32	13,25	12,79	14,68	12,38	8,73	7,11	7,43	6,57	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
26	ПС 110 кВ Прогресс	110/10/10	T-1	ТРДМ- 25000/110/10	115/10,5/10,5	25	1999	97	16,60	15,14	16,48	12,59	14,61	10,09	9,98	12,04	12,23	10,39	0,80
			T-2	ТРДМ- 25000/110/10	115/10,5/10,5	25	1999	97	16,92	12,55	11,55	14,42	14,40	9,35	12,35	8,78	7,69	7,29	
27	ПС 110 кВ Сухарево	110/10	T-1	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	1974	92	11,55	10,82	13,71	14,51	13,25	10,00	8,47	9,27	9,02	9,23	3,83
			T-2	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	2003	86	6,35	5,56	8,35	7,15	8,87	3,61	7,74	6,76	6,06	5,92	
28	ПС 110 кВ Алабушево	110/10/6	T-1	ТДТН- 25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1976	86	18,33	14,70	19,12	19,14	16,52	9,60	13,27	9,07	12,53	13,51	4,80
			T-2	ТДТНГ- 40500/110/10/6	115/11/6,6	40,5	1967	85	15,95	17,42	19,30	18,33	16,08	13,42	10,66	13,79	12,27	10,02	
29	ПС 110 кВ Лопасня	110/35/6	T-1	ТДТН- 40000/110/35/6	110/35/6,6	40	1979	83	36,20	31,04	37,79	38,01	36,99	22,03	21,84	25,93	21,59	19,64	0
			T-2	ТДТНГ- 31500/110/35/6	104/34,5/6,6	31,5	1979	81	25,80	22,26	23,92	25,89	31,31	7,03	12,15	8,83	10,59	12,01	
30	ПС 110 кВ Болятино	110/10/6	T-1	ТДТН- 63000/110/10/6	110/11/6,6	63	2016	97	34,70	25,52	37,93	38,61	39,43	22,92	19,54	21,01	26,91	22,24	0
			T-2	ТДТН- 63000/110/10/6	104/11/6,6	63	2016	98	23,66	28,08	25,95	24,17	24,67	12,21	16,10	16,22	15,95	19,00	
31	ПС 110 кВ Климовская	110/35/6	T-1	ТДТНГУ- 20000/110/35/6	110/35/6,6	20	1966	88	15,32	13,76	14,39	15,27	15,68	11,43	10,91	9,27	9,44	9,82	0
			T-2	ТДТГ- 20000/110/35/6	110/35/6,6	20	1976	89	14,92	11,53	15,79	16,21	15,54	9,46	10,39	9,96	11,85	9,62	
32	ПС 110 кВ Сидорово	110/10/10	T-1	ТРДН- 40000/110/10/10	115/10,5	40	1994	89	23,65	18,21	17,87	17,30	24,70	9,24	11,55	11,80	16,46	10,61	1,18
			T-2	ТДНГ- 31500/110/10	115/10,5	31,5	1980	74	13,31	12,49	16,80	18,78	16,85	9,83	10,03	12,56	10,54	11,54	
33	ПС 110 кВ Голицыно	110/35/6	T-1	ТДТНГ- 20000/110/35/6	105/34,5/6,6	20	1957	88	19,00	15,17	18,33	17,67	17,87	9,55	10,38	12,71	10,05	10,67	7,84
			T-2	ТДТНГУ- 20000/110/35/6	105/34,5/6,6	20	1965	92	9,47	7,01	10,86	9,31	10,91	2,95	4,97	6,55	5,25	6,26	
		110/10/6	T-3	ТДТН 40000/110/10/6	115/11/6,6	40	1976	92	14,58	11,22	14,74	14,03	15,10	10,48	9,91	9,80	10,39	10,93	
			T-4	ТДТН 40000/110/10/6	115/11/6,6	40	1976	74	14,49	18,47	24,01	21,13	22,99	6,89	8,38	12,83	16,47	15,16	
34	ПС 110 кВ Нахабино	110/35/6	T-1	ТДТН- 40000/110/35/6	115/38,5/6,6	40	2009	98	31,29	23,25	29,95	35,74	33,25	18,72	18,24	17,57	16,91	25,95	0,73
			T-2	ТДТН- 40000/110/35/6	115/38,5/6,6	40	2009	98	17,50	16,78	18,19	19,24	14,52	10,86	7,16	10,86	17,7	9,38	
		110/10/10	T-3	ТРДН 25000/110/10/10	115/11/11	25	2010	94	2,85	3,27	4,21	6,02	7,67	2,05	2,38	2,86	2,55	3,95	
			T-4	ТРДН 25000/110/10/10	115/11/11	25	2010	90	3,98	4,43	5,95	6,33	6,69	2,75	3,63	2,99	4,34	3,67	
35	ПС 110 кВ Луговая	110/10/6	T-1	ТДТН- 40000/110/10/6	115/11/6,6	40	1978	87	8,94	10,63	15,24	15,32	19,45	7,08	9,38	12,13	17,06	11,76	1,42
			T-2	ТДТН- 25000/110/10/6	115/11/6,6	25	1980	73	17,37	13,96	13,40	15,84	15,99	15,60	14,80	10,97	6,39	5,78	
		110/35/6	T-3	ТДТН- 40000/110/35/6	115/34,5/6,6	40	1999	83	42,21	34,98	35,06	38,02	39,77	23,90	21,28	21,02	17,26	24,51	
			T-4	ТДТН- 40000/110/35/6	115/34,5/6,6	40	1979	78	31,18	23,86	24,83	28,39	32,96	12,00	17,76	16,26	19,14	14,06	
36	ПС 110 кВ Лаговская	110/35/6	T-1	ТДТН- 25000/110/35/6	115/34,5/6,6	25	1981	72	18,70	14,62	26,06	22,88	24,29	12,66	9,97	10,51	12,47	14,78	0
			T-2	ТДТН- 25000/110/35/6	115/34,5/6,6	25	1982	90	18,27	12,63	19,86	22,07	21,18	6,12	6,35	10,27	8,41	8,16	

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
		110/10/10	Т-3	ТРДН- 25000/110/10/10	115/11	25	2015	82	12,37	9,47	11,32	11,95	12,07	5,76	6,98	7,87	7,8	8,56	
			Т-4	ТРДН- 25000/110/10/10	115/11	25	1986	79	6,74	8,26	9,66	9,14	9,77	5,07	5,02	4,61	5,14	4,49	
37	ПС 110 кВ Пушкино	110/35/6	Т-1	ТДТНГ- 40500/110/35/6	115/34,5/6,6	40,5	1970	89	33,06	28,31	33,68	32,16	33,20	18,54	22,79	23,17	20,66	21,03	0
			Т-2	ТДТН- 40000/110/35/6	115/34,5/6,6	40	1972	93	16,98	15,55	17,76	22,54	19,66	11,40	10,31	9,86	8,75	11,47	
			Т-3	ТДТНГ- 40500/110/35/6	110/34,5/6,9	40,5	2003	97	22,01	16,33	19,99	22,62	19,5	13,63	16,09	13,43	14,75	15,38	
			Т-4	ТДТН- 40000/110/6/6	115/6,3/6,3	40	1970	94	7,28	10,07	10,18	10,04	10,06	5,64	4,51	7,19	7,63	6,53	
38	ПС 110 кВ Минеральная	110/10/6	Т-1	ТДТН- 63000/110/10/6	115/11/6,6	63	1995	90	0,26	21,35	28,15	36,34	33,04	22,03	22,77	22,8	27,17	27,32	0
			Т-2	ТДТН- 63000/110/10/6	115/11/6,6	63	1995	87	37,5	37,83	39,4	40,71	н/д	21,69	26,82	29,31	29,5	н/д	
		110/35/6	Т-3	ТДЦТН- 25000/110/35/6	115/38,5/6,6	25	1976	75	17,44	15,4	19,05	16,56	н/д	13,62	8,6	10,62	12,13	н/д	
		110/20	Т-4	ТДН- 40000/110/20	115/22	40	2022	н/д	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
39	ПС 110 кВ Солнечногорск	110/35/6	Т-1	ТДТНГ- 20000/110/35/6	105/34,5/6,6	20	1962	85	8,48	10,13	13,05	11,39	15,92	4,78	6,16	7,26	8,90	10,59	1,85
			Т-2	ТДТНГ- 20000/110/35/6	105/34,5/6,6	20	1960	79	13,18	11,06	19,36	19,57	21,53	12,09	7,02	10,60	7,57	8,74	
			Т-3	ТДТН- 40000/110/35/6	110/34,5/6,6	40	1966	93	22,71	14,94	16,12	18,16	15,32	16,77	13,92	10,44	11,66	12,06	
40	ПС 110 кВ Новые Подлипки	110/35/6	Т-1	ТДТНГ- 31500/110/35/6	105/34,5/6,6	31,5	1963	77	22,13	21,87	20,53	24,41	21,58	15,05	17,93	16,63	17,42	15,24	1,77
			Т-2	ТДТНГ- 20000/110/35/6	105/34,5/6,6	20	1983	77	9,74	12,09	18,73	15,43	22,60	6,85	8,05	5,24	14,75	11,29	
			Т-3	ТДТН- 40000/110/35/6	115/38,5/6,3	40	1974	87	18,46	15,79	16,33	16,06	15,45	14,99	14,81	12,82	12,52	11,60	
41	ПС 110 кВ Аксаково	110/10	Т-1	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	1973	74	8,09	5,70	13,25	6,34	11,29	4,84	4,52	3,81	9,15	7,02	0
			Т-2	ТДН- 16000/110/10	115/11	16	2004	81	7,79	6,07	3,40	11,54	7,49	2,75	3,50	4,10	0,97	4,00	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при $T_{\text{НВ}}$, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Речная	Т-1	ТДТН-25000/110/35/10	1984	80	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/35/10	1984	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Кудиново	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1959	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1964	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Туменская	Т-1	ТДН-10000/110/10	1969	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТМН-6300/110/10	1983	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
4	ПС 110 кВ Кучино	Т-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1960	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	1963	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Время	Т-1	ТДН-16000/110/10	1974	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1987	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,05	1,05	1,05
6	ПС 110 кВ Долгопрудная	Т-1	ТРДН-25000/110/10/10	1984	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-25000/110/10/10	1984	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Мамонтовская	Т-1	ТДТН-25000/110/10/6	1970	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		Т-2	ТДТН-25000/110/10/6	1970	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
8	ПС 110 кВ Павшино	T1	ТДТНГ-40500/110/10/6	1972	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T2	ТДТНГ-40500/110/10/6	1971	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
9	ПС 110 кВ Роса	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	1982	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1982	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
10	ПС 110 кВ Тополь	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	1985	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/10/6	1984	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
11	ПС 110 кВ Гжель	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1977	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1976	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
12	ПС 110 кВ Малаховка	T-1	ТДН-16000/110/10	1993	76	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1993	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
13	ПС 110 кВ Молоково	T-1	ТДН-16000/110/10	1973	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1974	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
14	ПС 110 кВ Нашекино	T-1	ТДН-16000/110/10	1986	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1984	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	ПС 110 кВ Полиграф	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	1972	73	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1973	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
16	ПС 110 кВ Пушино	T-1	ТДТН-20000/110/38,3/11	1966	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДНГ-20000/110/10	1964	84	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
17	ПС 110 кВ Раменская	T-1	ТРДНС-25000/110/6	1983	82	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТРДНС-25000/110/6	1983	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
18	ПС 110 кВ Ям	T-1	ТДН-16000/110/10	1980	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	1980	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
19	ПС 110 кВ Соловьево	T-1	ТДН-10000/110/10	1978	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/10	1978	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
20	ПС 110 кВ Духанино	T-1	ТДН-10000/110/10	1979	71	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110/10	1979	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
21	ПС 110 кВ Волоколамск	T-2	ТДТН-25000/110/35/10	1969	95	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1990	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
22	ПС 110 кВ Клин	T-1	ТДТН-63000/110/35/6	1995	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-63000/110/35/6	1995	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
23	ПС 110 кВ Бронницы	T-1	ТРДН-40000/110/10/10	2013	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДН-40000/110/10/10	2013	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
24	ПС 110 кВ Кварц	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	2007	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	1998	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
25	ПС 110 кВ Прудная	T-1	ТДН-16000/110/10	2002	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110/10	2003	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
26	ПС 110 кВ Прогресс	T-1	ТРДМ-25000/110/10	1999	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТРДМ-25000/110/10	1999	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
27	ПС 110 кВ Сухарево	T-1	ТДН-16000/110/10	1974	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	2003	86	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
28	ПС 110 кВ Алабушево	T-1	ТДТН-25000/110/10/6	1976	86	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-40500/110/10/6	1967	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
29	ПС 110 кВ Лопасня	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	1979	83	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-31500/110/35/6	1979	81	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
30	ПС 110 кВ Болятино	T-1	ТДТН-63000/110/10/6	2016	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-63000/110/10/6	2016	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
31	ПС 110 кВ Климовская	T-1	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1966	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТГ-20000/110/35/6	1976	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
32	ПС 110 кВ Сидорово	T-1	ТРДН-40000/110/10/10	1994	89	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДНГ-31500/110/10	1980	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
33	ПС 110 кВ Голицыно	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1957	88	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГУ-20000/110/35/6	1965	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН 40000/110/10/6	1976	92	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-4	ТДТН 40000/110/10/6	1976	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
34	ПС 110 кВ Нахабино	T-1	ТДТН-40000/110/35/6	2009	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	2009	98	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТРДН 25000/110/10/10	2010	94	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТРДН 25000/110/10/10	2010	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
35	ПС 110 кВ Луговая	T-1	ТДТН-40000/110/10/6	1978	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/10/6	1980	73	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-40000/110/35/6	1999	83	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТДТН-40000/110/35/6	1979	78	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
36	ПС 110 кВ Лаговская	T-1	ТДТН-25000/110/35/6	1981	72	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/6	1982	90	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТРДН-25000/110/10/10	2015	82	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТРДН-25000/110/10/10	1986	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
37	ПС 110 кВ Пушкино	T-1	ТДТНГ-40500/110/35/6	1970	89	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-40000/110/35/6	1972	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТНГ-40500/110/35/6	2003	97	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-4	ТДТН-40000/110/6/6	1970	94	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
38	ПС 110 кВ Минеральная	T-1	ТДТН-63000/110/10/6	1995	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-2	ТДТН-63000/110/10/6	1995	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
		T-3	ТДЦТН-25000/110/35/6	1976	75	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-4	ТДН-40000/110/20	2022	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
39	ПС 110 кВ Солнечногорск	T-1	ТДТНГ-20000/110/35/6	1962	85	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	1960	79	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-40000/110/35/6	1966	93	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
40	ПС 110 кВ Новые Подлипки	T-1	ТДТНГ-31500/110/35/6	1963	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДТНГ-20000/110/35/6	1983	77	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-3	ТДТН-40000/110/35/6	1974	87	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
41	ПС 110 кВ Аксаково	T-1	ТДН-16000/110/10	1973	74	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110/10	2004	81	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

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

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Речная	2020	39,75	ПС 110 кВ Речная	ООО «Водоканал»	1802612/ЦА	02.08.2018	2024	2,85	0	10	2	42,27	42,27	42,27	42,27	42,27	42,27
				ПС 110 кВ Речная	ООО «НЕО РИВЕР»	1709095/ЦА	25.07.2017	2024	1,4	0,6	10	0,14						
				ПС 110 кВ Речная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	2,04	0	0,4	0,2						
2	ПС 110 кВ Кудиново	2022	24,34	ПС 110 кВ Кудиново	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	1,38	0	0,4	0,14	24,49	24,49	24,49	24,49	24,49	24,49
3	ПС 110 кВ Туменская	2022	9,93	–	–	–	–	–	–	–	–	–	9,93	9,93	9,93	9,93	9,93	9,93
4	ПС 110 кВ Кучино	2022	33,17	ПС 110 кВ Кучино	ГБУ Московской области «ДЭП»	2223974/ЦА	28.11.2022	2025	2,13	0	6	0,21	37,95	38,18	38,18	38,18	38,18	38,18
				ПС 110 кВ Кучино	АО «Газпром теплоэнерго»	106-2019-ТП	27.12.2019	2024	1,24	0	6	0,87						
				ПС 35 кВ Салтыковская	ОАО «РЖД»	ИА-18-349-4(112558)	23.07.2018	2024	5	0	35	3,50						
				ПС 110 кВ Кучино	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	0,73	0	0,4	0,07						
5	ПС 110 кВ Время	2022	25,19	ПС 110 кВ Время	ООО «Специализированный Застройщик «Новодом»	1902738/Р/1/ЦА	08.05.2019	2024	0,74	0	0,4	0,3	25,86	25,86	25,86	25,86	25,86	25,86
				ПС 110 кВ Время	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,36	0	0,4	0,34						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
6	ПС 110 кВ Долгопрудная	2022	33,35	ПС 110 кВ Долгопрудная	Государственное казенное учреждение Московской области «Дирекция заказчика капитального строительства»	ИА-21-303-5506(318254)	30.04.2021	2024	0,98	0,86	0,4	0,39	39,92	39,92	39,92	39,92	39,92	39,92
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «Специализированный застройщик «Гранель Инвест»	ИА-19-302-293(953290)	01.07.2019	2024	6	6	10	2,4						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ООО «Шереметьево-4»	9748-409	09.07.2008	2024	6,67	0	10	2,67						
				ПС 110 кВ Долгопрудная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	6,6	0	0,4	0,66						
7	ПС 110 кВ Мамонтовская	2018	36,79	ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «Специализированный застройщик «Апсис Строй»	145837/ЦА	16.02.2015	2024	4,14	0	6	1,66	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «Спецзастройщик СК ПРОФИ-ИНВЕСТ»	141542	14.05.2014	2024	2,3	0	6	0,92						
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ООО «Пушкино хлеб»	1814522/ЦА	15.11.2018	2024	2	0	6	1						
				ПС 110 кВ Мамонтовская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,37	0	0,4	0,44						
8	ПС 110 кВ Павшино	2020	48,01	ПС 110 кВ Павшино	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ПАРК»	1907418/ЦА	31.05.2019	2024	1,1	0	10	0,44	52,36	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4
				ПС 110 кВ Павшино	ООО «СЗ СК МПС»	2109827/ЦА	27.10.2021	2024	3	0	0,4	1,20						
				ПС 110 кВ Павшино	ГБУЗ МО «Красногорская городская больница»	2125833/ЦА	25.02.2022	2025	0,42	0	0,4	0,04						
				ПС 110 кВ Павшино	ГКУ МО «Дирекция заказчика капитального строительства»	ИА-20-302-4108(183577)	16.06.2021	2024	5	0	10	2						
				ПС 110 кВ Павшино	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,21	0	0,4	0,42						
9	ПС 110 кВ Роса	2021	35,56	ПС 110 кВ Роса	ООО «ПРОМИН»	ИА-12-302-3210(926786)	21.08.2012	2024	2,90	0	10	1,16	43,68	43,68	43,68	43,68	43,68	43,68
				ПС 110 кВ Роса	Макаренко Валерий Петрович	ИА-13-302-2210(951866)	30.01.2014	2024	0,68	0	10	0,27						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
				ПС 110 кВ Роса	Управление капитального строительства администрации городского округа Мытищи	111-1-ТП-1121	29.11.2021	2024	0,7	0	0,4	0,07						
				ПС 110 кВ Роса	ООО «Специа- лизованный застройщик «Гранель Бета»	ГБ-01-23/ТП	30.12.2022	2024	7	0	10	2,8						
				ПС 110 кВ Роса	Строительная группа ООО «Альянс»	1611027/ЦА	02.02.2017	2024	2,44	0	10	0,98						
				ПС 110 кВ Роса	ООО «СЗ «Комфорт Инвест»	ИА-14-302- 1170(902021)	03.06.2015	2024	1,15	2,6	6	0,46						
				ПС 110 кВ Роса	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	18,29	0	0,4	1,83						
10	ПС 110 кВ Тополь	2018	52,16	ПС 110 кВ Тополь	ОАО «МЭК»	ИА-13-302- 1699(924845)	02.09.2013	2024	2,3	0	10	0,92	54,57	54,57	54,57	54,57	54,57	54,57
				ПС 110 кВ Тополь	ООО «Альянс»	1802923/ЦА	10.04.2018	2024	1,98	5,56	10	0,79						
				ПС 110 кВ Тополь	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	5,31	0	0,4	0,53						
11	ПС 110 кВ Гжель	2021	40,22	ПС 110 кВ Гжель	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	1,6	0	0,4	0,16	40,39	40,39	40,39	40,39	40,39	40,39
12	ПС 110 кВ Малаховка	2022	20,45	ПС 110 кВ Малаховка	ООО «СЗ «Самолет- Жилино»	СП-283-21	20.12.2021	2024	4,81	0	0,4	1,92	24,56	24,56	24,56	24,56	24,56	24,56
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «Коренево Девелопмент»	151210/ЦА	12.05.2015	2024	3,87	0	10	1,55						
				ПС 110 кВ Малаховка	ООО «Открытие»	2115474/ЦА	28.12.2021	2024	2	0	10	0,2						
				ПС 110 кВ Малаховка	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	1,79	0	0,4	0,18						
13	ПС 110 кВ Молоково	2022	31,4	ПС 110 кВ Молоково	ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	ИА-22-302- 9615(912240)	27.04.2022	2024	4,43	0	10	1,77	39,82	39,82	39,82	39,82	39,82	39,82
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	ИА-22-302- 9613(912171)	27.04.2022	2024	3,76	0	10	1,50						
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	ИА-22-302- 9599(912130)	18.04.2022	2024	3,97	0	10	1,59						
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «Специа- лизованный застройщик «ЖК «Молоково»	ИА-15-302- 135(962003)	10.04.2015	2024	4,6	1,8	10	1,84						
				ПС 110 кВ Молоково	ООО «Специа- лизованный застройщик «Молоково-13»	ИА-23-364- 13780(620009)	30.01.2023	2024	1	0	10	0,40						
				ПС 110 кВ Молоково	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	7,23	0	0,4	0,72						
14	ПС 110 кВ Нашекино	2022	24,65	ПС 110 кВ Нашекино	Физ. лицо	ИА-22-303- 12406(435724)	04.10.2022	2024	4,00	0	10	1,6	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04	27,04
				ПС 110 кВ Нашекино	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	6,31	0	0,4	0,63						
15	ПС 110 кВ Полиграф	2021	27,22	ПС 110 кВ Полиграф	ООО «Альтер- нативные Строительные Концепции»	ИА-13-302- 1990(940283)	23.12.2013	2024	2,28	0	10	0,91	28,67	28,67	28,67	28,67	28,67	28,67
				ПС 110 кВ Полиграф	Администрации г.о. Чехов УКС	1913573/ЦА	28.11.2019	2024	0,82	0	0,4	0,08						
				ПС 110 кВ Полиграф	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,64	0	0,4	0,36						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
16	ПС 110 кВ Пущино	2022	26,92	ПС 110 кВ Пущино	Администрация городского округа Пущино	ИА-18-302-269(960261)	27.12.2018	2024	10	0	10	5	32,79	32,79	32,79	32,79	32,79	32,79
				ПС 110 кВ Пущино	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,62	0	0,4	0,46						
17	ПС 110 кВ Раменская	2021	35,83	ПС 110 кВ Раменская	ОАО «Раменский текстиль»	ИА-13-302-1024(953652)	27.12.2013	2024	2,80	0	6	1,96	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3
				ПС 110 кВ Раменская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,41	0	0,4	0,34						
18	ПС 110 кВ Ям	2022	26,12	ПС 110 кВ Ям	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	9,07	0	0,4	0,9	27,08	27,08	27,08	27,08	27,08	27,08
19	ПС 110 кВ Соловьево	2021	13,87	ПС 110 кВ Соловьево	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	3,88	0	0,4	0,39	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28	14,28
20	ПС 110 кВ Духанино	2022	16,81	ПС 110 кВ Духанино	ООО «Строй эко дизайн»	7577-409	19.04.2007	2024	1,5	0	0,4	0,6	19,04	19,04	19,04	19,04	19,04	19,04
				ПС 110 кВ Духанино	ООО «Истра Курорт»	ИА-13-302-2096(925531)	31.01.2014	2024	3,33	0	10	0,33						
				ПС 110 кВ Духанино	ООО «Истра-Логистика»	ИА-22-302-11280(259258)	05.08.2022	2024	4,998	0	10	0,5						
				ПС 110 кВ Духанино	Физ. лицо	ИА-22-302-11623(267954)	30.11.2022	2024	1	0	10	0,1						
				ПС 110 кВ Духанино	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	5,58	0	0,4	0,56						
21	ПС 110 кВ Волоколамск	2021	36,24	ПС 110 кВ Волоколамск	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	4,57	0	0,4	0,46	36,72	36,72	36,72	36,72	36,72	36,72
22	ПС 110 кВ Клин	2022	88,23	ПС 110 кВ Клин	ООО «Мега-торг»	ИА-22-303-11051(171822)	01.07.2022	2024	0,9	0	6	0,09	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5	89,5
				ПС 110 кВ Клин	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	11,04	0	0,4	1,1						
23	ПС 110 кВ Бронницы	2022	51,36	ПС 110 кВ Бронницы	АДНП «Белаго»	ИА-13-302-1272(901742)	19.04.2013	2024	1,6	0	10	0,64	53,32	53,32	53,32	53,32	53,32	53,32
				ПС 110 кВ Бронницы	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	12,04	0	0,4	1,2						
24	ПС 110 кВ Кварц	2022	55,49	ПС 110 кВ Кварц	ООО «Универсальный логистический комплекс»	ИА-14-302-502(913512)	12.09.2014	2024	2,30	0	6	1,15	60,07	60,07	60,07	60,07	60,07	60,07
				ПС 110 кВ Кварц	ООО «Констант-Инвест»	ИА-21-303-8023(604008)	24.12.2021	2024	1,2	0,5	6	0,12						
				ПС 110 кВ Кварц	Физ. лицо	ИА-13-302-2042(944338)	19.12.2013	2024	2,5	0	6	1						
				ПС 110 кВ Кварц	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	20,17	0	0,4	2,02						
25	ПС 110 кВ Прудная	2022	29,37	ПС 110 кВ Прудная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	8,21	0	0,4	0,82	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24	30,24
26	ПС 110 кВ Прогресс	2018	33,52	ПС 110 кВ Прогресс	ООО СЗ «Главстрой-Саввино»	2300484/ЦА	09.03.2023	2026	4,8	0	10	1,92	33,68	34,48	36,54	36,54	36,54	36,54
				ПС 110 кВ Прогресс	ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТ-СТРОЙ»	ИА-16-302-307(921142)	15.07.2016	2025	1,85	3,35	10	0,74						
				ПС 110 кВ Прогресс	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	1,5	0	0,4	0,15						
27	ПС 110 кВ Сухарево	2022	22,12	ПС 110 кВ Сухарево	ООО «Богаевский карьер»	ИА-21-302-8828(673413)	27.01.2022	2024	3	1,73	10	2,4	24,94	24,94	24,94	24,94	24,94	24,94
				ПС 110 кВ Сухарево	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	2,21	0	0,4	0,22						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
28	ПС 110 кВ Алабушево	2020	38,42	ПС 110 кВ Алабушево	Государственное казенное учреждение города Москвы по капитальному ремонту многоквартирных домов города Москвы «УКРиС» (ГКУ «УКРиС»)	МС-22-302-72690(976739)	14.03.2022	2024	0,8	0	0,4	0,08	39,03	39,03	39,03	39,03	39,03	39,03
					ТУ на ТП менее 670 кВт													
29	ПС 110 кВ Лопасня	2022	68,3	ПС 110 кВ Лопасня	ООО «Шаховская»	ИА-21-303-8228(556814)	17.11.2021	2024	1,48	0	35	1,04	71,47	71,47	71,47	71,47	71,47	71,47
				ПС 110 кВ Лопасня	ООО «Аггреко Евразия»	ИА-21-323-5263(283010)	05.04.2021	2024	1,65	0	6	1,16						
				ПС 110 кВ Лопасня	АО «Бастин»	ТП-Ю021/МО22	27.04.2022	2024	1,94	0	6	0,19						
				ПС 110 кВ Лопасня	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	5,63	0	0,4	0,56						
30	ПС 110 кВ Болятино	2022	64,10	ПС 110 кВ Болятино	ООО «МОСОБЛ ЖИЛСТРОЙ»	ИА-13-302-1485(904700)	26.11.2013	2024	3	1,16	10	1,2	79,85	80,2	80,2	80,2	80,2	80,2
				ПС 110 кВ Болятино	АО «МОЭГ»	ИА-18-302-354(978697)	22.08.2018	2024	2,9	0	6	2,03						
				ПС 110 кВ Болятино	АО «МОЭГ»	ИА-18-302-352(978642)	22.08.2018	2024	4,1	0	6	2,87						
				ПС 110 кВ Болятино	АО «МОЭГ»	ИА-18-302-351(978704)	22.08.2018	2024	4	0	6	2,80						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	СП-71-20	07.07.2020	2024	3,9	0	0,4	1,56						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	СП-18-21	08.02.2021	2024	1,39	0	0,4	0,56						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	СП-230-21	26.10.2021	2024	0,86	0	0,4	0,34						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	СП-231-21	26.10.2021	2024	0,68	0	0,4	0,27						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	СП-238-21	08.11.2021	2024	2,32	0	0,4	0,93						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	СП-131-22	08.06.2022	2024	0,84	0	0,4	0,34						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	СП-224-22	16.09.2022	2024	2,38	0	0,4	0,95						
				ПС 110 кВ Болятино	ООО «СЗ Самолет-Томилино»	СП-ТОМ-31-23	02.02.2023	2025	0,84	0	0,4	0,34						
				ПС 110 кВ Болятино	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	8,69	0	0,4	0,87						
31	ПС 110 кВ Климовская	2021	31,48	ПС 110 кВ Климовская	ООО «ЭРКОН-инжиниринг»	42	15.08.2014	2024	3	0	6	1,2	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4	33,4
				ПС 110 кВ Климовская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	5,88	0	0,4	0,59						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
32	ПС 110 кВ Сидорово	2022	41,55	ПС 110 кВ Сидорово	ОАО «РЖД»	ИА-17-302-136(903808)	29.05.2017	2024	1,17	0	10	0,12	45,87	46,52	46,52	46,52	46,52	46,52
				ПС 110 кВ Сидорово	ООО «ММЦ Усады»	ИА-20-302-1146(711050)	22.06.2020	2024	5,4	0	10	2,7						
				ПС 110 кВ Сидорово	ООО «АГРОПА РК-ИНФРАСТРУКТУРА»	ИА-22-302-10440(123215)	02.06.2022	2024	0,96	0	10	0,38						
				ПС 110 кВ Сидорово	ООО «ПК Печагин»	ИА-23-302-14278(668114)	30.03.2023	2025	1,2	0	10	0,6						
				ПС 110 кВ Сидорово	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	8,23	0	0,4	0,82						
33	ПС 110 кВ Голицыно	2020	67,94	ПС 110 кВ Голицыно	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	6,77	0	0,4	0,68	68,66	68,66	68,66	68,66	68,66	68,66
34	ПС 110 кВ Нахабино	2021	67,33	ПС 110 кВ Нахабино	ООО «ПромРесурс»	ИА-12-302-5472(940472)	29.10.2012	2024	2	0	10	0,2	86,57	86,69	86,69	86,69	86,69	86,69
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «СТМ ГРУПП»	ИА-13-302-1705(929884)	15.08.2013	2024	2	0	10	0,2						
				ПС 110 кВ Нахабино	ГлавУпДК при МИД России	ИА-17-302-603(122049)	25.01.2018	2024	1,3	0	10	0,13						
				ПС 35 кВ Опалиха	ОАО «РЖД»	ИА-19-302-563(984423)	22.11.2019	2024	9,6	0	35	6,72						
				ПС 110 кВ Нахабино	Фонд «Специальные проекты Фонда защиты прав граждан – участников долевого строительства»	ИА-19-302-38(182085)	14.06.2019	2024	7,72	0	10	3,09						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Специализированный застройщик «Гранель П»	9195-409	23.01.2008	2024	3	3	10	1,2						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Сосновый парк»	1714772/ЦА	09.11.2017	2025	1,14	0	6	0,11						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «СЗ «Гранель Город»	ИА-21-302-6102(341574)	07.10.2021	2024	11,28	0	10	4,51						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «Гольево»	ИА-21-302-8140(628927)	16.11.2021	2024	0,8	0	10	0,08						
				ПС 110 кВ Нахабино	ООО «ЭКТО»	22.04.2022	ИА-22-302-10353(120363)	2024	2,4	0	10	0,96						
				ПС 110 кВ Нахабино	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	7,83	0	0,4	0,78						
35	ПС 110 кВ Луговая	2022	108,17	ПС 110 кВ Луговая	ГКУ МО «ДЗКС»	ЮЛ/00577/22	27.12.2022	2027	1,01	0	10	0,1	122,71	122,91	122,91	123,12	123,12	123,12
				ПС 110 кВ Луговая	АДМИНИСТРАЦИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА ЛОБНЯ	ЮЛ/01031/22	30.12.2022	2027	0,97	0	10	0,1						
				ПС 110 кВ Луговая	АО «МФС»	ЮЛ/00913/22	15.03.2023	2024	0,9	0	10	0,36						
				ПС 110 кВ Луговая	АО «ПетроМакс»	52993-01-23/МОСК	20.01.2023	2024	4	0	10	2,8						
				ПС 110 кВ Луговая	Физ. лицо	ИА-14-302-711(908367)	19.09.2014	2024	2	0	10	0,2						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	U _{ном} перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
36	ПС 110 кВ Лаговская	2022	67,31	ПС 35 кВ Лобня	ОАО «РЖД»	ИА-20-303-1277(741729)	17.04.2020	2024	12,54	0	35	8,78	71,45	71,45	71,45	71,45	71,45	71,45
				ПС 110 кВ Луговая	Физ. лицо.	ИА-23-303-14332(636106)	27.03.2023	2025	1,8	0,67	10	0,18						
				ПС 110 кВ Луговая	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	13,88	0	0,4	1,39						
				ПС 110 кВ Лаговская	ООО «БАТИ-ТОЛБИНО»	ИА-20-303-3887(167323)	15.04.2021	2024	1,15	0,65	10	0,12						
				ПС 110 кВ Лаговская	ФГУП «РОССИЙСКАЯ ТЕЛЕВИЗИОННАЯ И РАДИОВЕЩАТЕЛЬНАЯ СЕТЬ»	ИА-22-303-10366(997788)	29.09.2022	2024	1	0	6	0,7						
				ПС 110 кВ Лаговская	ООО «Зеленый век»	ИА-12-302-6120(944428)	17.01.2013	2024	5	0	6	2						
37	ПС 110 кВ Пушкино	2021	87,36	ПС 110 кВ Лаговская	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	10,44	0	0,4	1,04	95,92	95,92	95,92	95,92	95,92	95,92
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «Селм»	ИА-11-302-888(904641)	01.03.2011	2024	2,99	0	6	0,3						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК СТРОЙ-ПРОЕКТ»	141576	14.05.2014	2024	1,75	0	6	0,7						
				ПС 35 кВ Пушкино	ОАО «РЖД»	ИА-18-349-7(933551)	31.08.2018	2024	3,86	0	35	2,7						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «Техносити»	1610625/ЦА	30.12.2016	2024	2,8	0	6	0,28						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «СЗ «СК Профи-Инвест»	143907/ЦА	10.10.2014	2024	4,99	0	6	2						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «СЗ «Казачий торговый дом»	1609512/ЦА	09.08.2016	2024	1,56	0	6	0,62						
				ПС 110 кВ Пушкино	ООО «СЗ «Казачий торговый дом»	1801482/ЦА	08.06.2018	2024	0,84	0	6	0,34						
				ПС 110 кВ Пушкино	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	10,23	0	0,4	1,02						
38	ПС 110 кВ Минеральная	2021	93,61	ПС 110 кВ Минеральная	ООО «ВЦБ»	ИА-15-302-583(941146)	27.10.2015	2024	3,35	0	10	0,34	100,69	101,49	101,49	101,49	101,49	101,49
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Элмонт Энерго»	ИА-18-302-563(155433)	29.11.2018	2024	3,2	1,3	10	1,28						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Веста-НТК»	2100310/ЦА	02.06.2021	2024	0,8	0	10	0,56						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «НАНОТЕКС»	2102732/ЦА	28.09.2021	2024	2	3,4	0,4	1,4						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Холдинговая компания ГИС Энерджи»	ИА-18-333-1(104886)	20.04.2018	2024	1,06	1,05	6	0,21						
				ПС 110 кВ Минеральная	ООО «СЗ» Скопа плюс»	604-2015-ТП	12.12.2015	2024	4,07	0	6	1,63						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
39	ПС 110 кВ Солнечногорск	2022	52,77	ПС 110 кВ Минеральная	ООО «Специа- лизированный застройщик «МИЦ- ИНВЕСТ- СТРОЙ»	ИА-16-302- 307(921142)	15.07.2016	2025	1,85	3,35	10	0,74						
				ПС 110 кВ Минеральная	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	12,06	0	0,4	1,21						
				ПС 35 кВ Валуйки	Физ. лицо	ИА-20-302- 2432(820567)	22.12.2020	2024	3,34	0	35	0,33						
				ПС 110 кВ Солнечногорск	ООО «Доходный дом»	395/ЗТП/ЦНТ- 2022	17.08.2022	2024	1,66	0	0,4	0,66						
40	ПС 110 кВ Новые Подлипки	2022	59,63	ПС 110 кВ Новые Подлипки	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	6,17	0	0,4	0,62	60,28	60,28	60,28	60,28	60,28	60,28
				ПС 110 кВ Солнечногорск	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	12,83	0	0,4	1,28						
41	ПС 110 кВ Аксаково	2022	18,78	ПС 110 кВ Аксаково	ООО «Холдиг- Логист»	ИА-17-302- 384(943208)	21.11.2017	2024	4,85	0	10	0,5	20,44	20,44	20,44	20,44	20,44	20,44
				ПС 110 кВ Аксаково	ООО «Экодолье Шолохово- специализирова- нный застройщик»	ИА-21-303- 5985(348614)	31.05.2021	2024	2	0	10	0,80						
				ПС 110 кВ Аксаково	ТУ на ТП менее 670 кВт			2024	2,63	0	0,4	0,26						

ПС 110 кВ Речная.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 39,75 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 136,13 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,17.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,29 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,52 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 39,75 + 2,52 + 0 - 0 = 42,27 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 144,76 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Речная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Речная расчетный объем ГАО составит 13,07 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 42,27 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кудиново.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 24,34 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 103,18 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,71 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 23,63 МВА (100,17 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,38 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,15 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 24,34 + 0,15 + 0 - 0,71 = 23,78 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 100,81 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кудиново ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кудиново расчетный объем ГАО составит 0,19 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 23,78 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×20 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Туменская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 9,93 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) загрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 133,63 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-5,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,21 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) составит 6,72 МВА (90,43 % от $S_{\text{длн}}$), что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора.

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

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 9,93 + 0 + 0 - 3,21 = 6,72 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-2) составит 90,43 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Туменская с заменой существующего силового трансформатора Т-2 $1 \times 6,3$ МВА на 1×10 МВА).

ПС 110 кВ Кучино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 33,17 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 140,61 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-5,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,1 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,01 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ОАО «РЖД» от 23.07.2018 ИА-18-349-4(112558) заявленной мощностью 5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,17 + 5,01 + 0 - 0 = 38,18 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 161,85 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кучино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кучино расчетный объем ГАО составит 14,59 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,18 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×20 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Время.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 25,19 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 133,48 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,87 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 24,32 МВА (128,87 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,1 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,67 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,19 + 0,67 + 0 - 0,87 = 24,99 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 132,42 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Время ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Время расчетный объем ГАО составит 6,12 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,99 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Долгопрудная.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 33,35 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 113,1 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,73 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая загрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 31,62 МВА (107,23 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 20,25 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 6,57 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «СЗ Гранель Инвест» от 01.07.2019 ИА-19-302-293(953290) заявленной мощностью 6 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,35 + 6,57 + 0 - 1,73 = 38,19 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129,51 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Долгопрудная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Долгопрудная расчетный объем ГАО составит 8,7 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,19 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мамонтовская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 36,79 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123,2 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,94 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 35,85 МВА (120,05 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,81 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,31 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 36,79 + 4,31 + 0 - 0,94 = 40,16 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 134,48 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Мамонтовская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Мамонтовская расчетный объем ГАО составит 10,3 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40,16 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Павшино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 48,01 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101,49 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,17.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,23 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 46,78 МВА (98,89 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,73 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,39 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ГКУ МО «Дирекция заказчика капитального строительства» от 16.06.12.2021 № ИА-20-302-4108(183577) заявленной мощностью 5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Павшино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ на ТП ГКУ МО «Дирекция заказчика капитального строительства» от 16.06.12.2021 № ИА-20-302-4108(183577) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48,01 + 4,39 + 0 - 1,23 = 51,17 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108,17 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ на ТП ГКУ МО «Дирекция заказчика капитального строительства» от 16.06.12.2021 № ИА-20-302-4108(183577) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 48,01 + 2,24 + 0 - 1,23 = 49,02 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 103,45 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Павшино ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Павшино расчетный объем ГАО составит 1,635 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 49,02 МВА с

учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40,5 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Роса.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 35,56 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122,41 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 33,16 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,12 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ООО «ПРОМИН» от 21.08.2012 № ИА-12-302-3210(926786) заявленной мощностью 2,9 МВт, ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета» от 30.12.2022 № ГБ-01-23/ТП заявленной мощностью 7 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35,56 + 8,12 + 0 - 0 = 43,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 150,36 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Роса ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Роса расчетный объем ГАО составит 14,63 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 43,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тополь.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 52,16 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 109,17 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,59 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,41 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ОАО «МЭК» от 02.09.2013 № ИА-13-302-1699(924845) заявленной мощностью 2,3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52,16 + 2,41 + 0 - 0 = 54,57 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114,21 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Тополь ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Тополь расчетный объем ГАО составит 6,79 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 54,57 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Гжель.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 40,22 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в

работе трансформатора составит 138,45 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,6 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 40,22 + 0,17 + 0 - 0 = 40,39 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 139,04 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Гжель ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Гжель расчетный объем ГАО составит 11,34 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 40,39 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Малаховка.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 20,45 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108,36 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,47 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,11 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 20,45 + 4,11 + 0 - 0 = 24,56 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 130,14 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Малаховка ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Малаховка расчетный объем ГАО составит 5,69 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,56 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Молоково.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 31,4 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 166,38 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,91 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 27,49 МВА (145,67 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 24,99 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,42 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК» от 27.04.2022 № ИА-22-302-9613(912171) заявленной мощностью 3,76 МВт, ООО «СЗ «ЖК «МОЛОКОВО» от 10.04.2015 № ИА-15-302-135(962003) заявленной мощностью 4,6 МВт, ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК» от 27.04.2022 № ИА-22-302-9615(912240) заявленной мощностью 4,43 МВт, ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК» от 18.04.2022 № ИА-22-302-9599(912130) заявленной мощностью 3,97 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 31,4 + 8,42 + 0 - 3,91 = 35,91 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 190,28 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Молоково ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Молоково расчетный объем ГАО составит 17,04 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,91 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Нащекино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 24,65 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 130,62 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,39 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (от 04.10.2022 № ИА-22-303-12406(435724) заявленной мощностью 4 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 24,65 + 2,39 + 0 - 0 = 27,04 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143,28 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нащекино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Нащекино расчетный объем ГАО составит 8,17 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 27,04 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Полиграф.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 27,22 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 93,7 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,25 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,74 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,45 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 27,22 + 1,45 + 0 - 0,25 = 28,42 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 97,83 % от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

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

ПС 110 кВ Пушино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 26,92 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в

работе трансформатора составит 114,12 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,89 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 24,03 МВА (101,87 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 14,62 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 5,87 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (Администрация городского округа Пущино от 27.12.2018 № ИА-18-302-269(960261) заявленной мощностью 10 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Пущино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,92 + 5,87 + 0 - 2,89 = 29,9 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 126,75 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пущино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пущино расчетный объем ГАО составит 6,31 МВА

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 29,9 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×20 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Раменская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 35,83 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 123,34 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,47 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 35,83 + 2,47 + 0 - 0 = 38,3 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 131,84 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Раменская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Раменская расчетный объем ГАО составит 9,25 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 38,3 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Ям.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 26,12 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 138,41 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,86 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 21,26 МВА (112,65 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,07 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,96 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26,12 + 0,96 + 0 - 4,86 = 22,22 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 117,74 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Ям ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Ям расчетный объем ГАО составит 3,35 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 22,22 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Соловьево.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 13,87 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 119,36 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,29 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 10,58 МВА (91,05 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,88 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,41 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 13,87 + 0,41 + 0 - 3,29 = 10,99 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 94,58 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Соловьево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×10 МВА на 2×16 МВА).

ПС 110 кВ Духанино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 16,81 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 142,52 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,43 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 15,38 МВА (130,39 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,41 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,23 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (от 30.11.2022 № ИА-22-302-11623(267954) заявленной мощностью 1 МВт, ООО «Истра Курорт» от 30.01.2014 № ИА-13-302-2096(925531) заявленной мощностью 3,33 МВт, ООО «Истра-Логистика» от 05.08.2022 № ИА-22-302-11280(259258) заявленной мощностью 4,998 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Духанино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 16,81 + 2,23 + 0 - 1,43 = 17,61 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 149,3 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Духанино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Духанино расчетный объем ГАО составит 5,82 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 17,61 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Волоколамск.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 36,24 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 124,75 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,7 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 31,54 МВА (108,57 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 4,57 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,48 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 36,24 + 0,48 + 0 - 4,7 = 32,02 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110,22 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Волоколамск ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Волоколамск расчетный объем ГАО составит 2,97 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 32,02 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Клин.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила

88,23 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 112,04 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 2,49 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 85,74 МВА (108,88 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 11,94 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,27 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «Мега-торг» от 01.07.2022 № ИА-22-303-11051(171822) заявленной мощностью 0,9 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Клин с установкой двух дополнительных трансформаторов напряжением 110/10/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 88,23 + 1,27 + 0 - 2,49 = 87,01 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110,49 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 8,26 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 87,01 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×100 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Бронницы.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 51,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 102,72 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 12,8 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 38,56 МВА (77,12 % от $S_{\text{длн}}$), что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 13,64 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,96 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 51,36 + 1,96 + 0 - 12,8 = 40,52 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 81,04 % от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Бронницы с заменой существующих силовых трансформаторов 2×40 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Кварц.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 55,49 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110,98 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 26,17 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,58 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (от 19.12.2013 № ИА-13-302-2042(944338)) заявленной мощностью 2,5 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 55,49 + 4,58 + 0 - 0 = 60,07 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 120,14 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Кварц ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Кварц расчетный объем ГАО составит 10,07 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 60,07 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Прудная.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 29,37 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 146,85 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,56 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 27,81 МВА (139,05 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,87 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 29,37 + 0,87 + 0 - 1,56 = 28,68 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143,4 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Прудная ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Прудная расчетный объем ГАО составит 8,68 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 28,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Прогресс.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2018 года и составила 33,52 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 107,26 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

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

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 32,72 МВА (104,7 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,15 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,02 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 33,52 + 3,02 + 0 - 0,8 = 35,74 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114,37 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Прогресс ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Прогресс расчетный объем ГАО составит 4,49 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,74 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Сухарево.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 22,12 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 110,6 % (117,21 %) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,18 (1,25).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 3,83 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора в ПАР отключения одного из трансформаторов составит 18,29 МВА (96,92 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,21 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,82 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «Богаевский карьер» от 27.01.2022 № ИА-21-302-8828(673413) заявленной мощностью 3 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Сухарево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ на ТП ООО «Богаевский карьер» от 27.01.2022 № ИА-21-302-8828(673413) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,12 + 2,82 + 0 - 3,83 = 21,11 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 111,86 % (105,55 %) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ на ТП ООО «Богаевский карьер» от 27.01.2022 № ИА-21-302-8828(673413) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,12 + 0,24 + 0 - 3,83 = 18,53 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 98,15 % (92,7 %) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость включения в СиПР мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский

регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Сухарево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА).

Для подключения потребителя ООО «Богаевский карьер» согласно договору на ТП от 27.01.2022 № ИА-21-302-8828(673413) необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Сухарево с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА, что указано в 4.2.

ПС 110 кВ Алабушево.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 38,42 МВА. В ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 131,58 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,17.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 4,8 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора (Т-1) в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) составит 33,62 МВА (115,14 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора (Т-1).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 5,74 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,61 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 38,42 + 0,61 + 0 - 4,8 = 34,23 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора (Т-1) составит 117,23 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Алабушево ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора (Т-2) на ПС 110 кВ Алабушево расчетный объем ГАО составит 5,03 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 34,23 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 существующего силового трансформатора Т-1 1×25 МВА на 1×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Лопасня.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 68,3 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 183,83 % (144,76 %) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 10,7 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 3,17 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 68,3 + 3,17 + 0 - 0 = 71,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 192,36 % (151,48 %) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лопасня ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Лопасня расчетный объем ГАО составит 34,32 МВА (24,29 МВА).

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 71,47 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 1×40 МВА, Т-2 1×31,5 МВА на 2×80 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Болятино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 64,1 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 81,4 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств

суммарной максимальной мощностью 35,9 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 16,1 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 64,1 + 16,1 + 0 - 0 = 80,2 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 101,84 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Болятино ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Болятино расчетный объем ГАО составит 1,45 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 80,2 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 100 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×63 МВА на 2×100 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Климовская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 31,48 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 135,46 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 8,88 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,92 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 31,48 + 1,92 + 0 - 0 = 33,4 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 143,72 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

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

отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Климовская расчетный объем ГАО составит 10,16 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 33,4 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×20 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Сидорово.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 41,55 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 111,83 % (83,1 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2 и не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1 (Т-2) при ТНВ -5,9 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,18).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,18 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора (Т-2) в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора (Т-1) составит 40,37 МВА (108,66 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора (Т-2).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 16,96 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 4,97 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «ПК Печагин» от 30.03.2023 ТП № ИА-23-302-14278(668114) заявленной мощностью 1,2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 41,55 + 4,97 + 0 - 1,18 = 45,34 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 122,03 % (90,68 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2 и не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1.

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

трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Сидорово расчетный объем ГАО составит 8,19 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 45,34 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×31,5 МВА на 1×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Голицыно.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 67,93 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-2 – 62,97 % (14,71 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 31,55 % (14,74 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3; Т-4 – 82,36 % (38,48 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-4;

– в ПАР отключения Т-2 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 124,96 % (29,19 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-3 – 31,55 % (14,74 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3; Т-4 – 51,37 % (24 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-4;

– в ПАР отключения Т-3 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 78,47 % (18,33 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 46,49 % (10,86 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2; Т-4 – 82,94 % (38,75 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-4;

– в ПАР отключения Т-4 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 78,47 % (18,33 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 46,49 % (10,86 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 82,94 % (38,75 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,17.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 7,84 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 в ПАР отключения трансформатора Т-2 составит 21,35 МВА (91,4 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,77 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,72 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 67,93 + 0,72 + 0 - 7,84 = 60,81 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 нагрузка трансформатора Т-1 составит 21,59 МВА (92,42 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Голицыно с заменой существующих силовых трансформаторов 1×20 МВА на 1×40 МВА).

ПС 110 кВ Нахабино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 67,33 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

- в ПАР отключения Т-1 (Т-2) максимальная нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит – 109,96 % (54,98 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов;

- в ПАР отключения Т-3 (Т-4) максимальная нагрузка оставшегося в работе Т-4 (Т-3) составит – 39,52 % (12,35 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции составляет 1,25.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,73 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-1 (Т-2) в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) составит 54,62 МВА (109,23 % от $S_{\text{ддн}}$), что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов Т-2 (Т-1).

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-3 (Т-4) в ПАР отключения трансформатора Т-4 (Т-3) составит 11,99 МВА (38,35 % от $S_{\text{ддн}}$), что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов Т-3 (Т-4).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 34,41 МВт на шины 10 кВ и 14.66 МВт на шины 35 и 6 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 11,57 МВА и 7,78 МВА соответственно).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ОАО «РЖД» от 22.11.2019 № ИА-19-302-563(984423) заявленной мощностью 9,605 МВт, ООО «СЗ «Гранель Город» от 07.10.2021 № ИА-21-302-6102(341574) заявленной мощностью 11,28 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой двух трансформаторов Т-3 110/10/10 и Т-4 110/10/10 мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый.

Рекомендуется выполнить замену существующих трансформаторов Т-3, Т-4 на трансформаторы напряжением 110/10/6 кВ мощностью 2×63 МВА со

строительством нового РУ 6 кВ и перевод части присоединений из существующего РУ 6 кВ, питающегося от трансформаторов Т-1 и Т-2, в новое РУ 6 кВ.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 67,33 + (11,57 + 7,78) + 0 - 0,73 = 85,95 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) составит 124,8 % (62,4 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-2 (Т-1).

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-3 (Т-4) нагрузка трансформатора Т-4 (Т-3) составит 75,38 % (23,56 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-4 (Т-3).

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Нахабино ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Нахабино расчетный объем ГАО составит 12,4 МВА.

После реализации перевода части присоединений из существующего РУ 6 кВ в новое РУ 6 кВ нагрузка Т-1 и Т-2 может составить 49,96 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) составит 99,9 % (49,96 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-2 (Т-1). Нагрузка Т-3 и Т-4 при этом может составить 35,99 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-3 (Т-4) нагрузка трансформатора Т-4 (Т-3) составит 45,7 % (35,99 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-4 (Т-3).

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-3, Т-4 2×25 МВА на 2×63 МВА с переводом части нагрузок из старого РУ 6 кВ в новое РУ 6 кВ.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Луговая.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 108,17 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

– в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-1 максимальная нагрузка оставшегося в работе Т-2 составит –120,19 % (35,44 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора;

– в ПАР отключения Т-3 (Т-4) максимальная нагрузка оставшегося в работе Т-4 (Т-3) составит – 154,15 % (145,46 %) (72,73 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при ТНВ - 5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,18 (1,25).

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки (с Т-3, Т-4) в объеме 1,42 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка трансформатора Т-4 (Т-3) в ПАР отключения трансформатора Т-3 (Т-4) составит 71,31 МВА (151,14 % (142,62 %) от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов Т-4 (Т-3).

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,54 МВт на шины 35 кВ и 24,56 МВт на шины 10 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,45 МВА и 5,5 МВА соответственно).

ПАО «Россети Московский регион» планируется выполнить перевод питания ф. 502А, ф. 602А, ф. 502Б, ф. 602Б РУ-10 кВ и ф. 1, ф. 20, ф. 939 РУ-6 кВ с ПС 110 кВ Луговая на ПС 750 кВ Белый Раст (фактическая нагрузка в день зимнего контрольного замера 2022 года составила: ф. 502(А+Б) – 0,71 МВА, ф. 602(А+Б) – 2,68 МВА, ф. 1 – 3,93 МВА, ф. 20 – 1,46 МВА, ф. 939 – 2,34 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 108,17 + 14,95 + 0 - 1,42 - (0,71 + 2,68 + 3,93 + 1,46 + 2,34) = 110,58 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 загрузка трансформатора Т-2 составит 127,34 % (37,55 МВА) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2.

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-3 загрузка трансформатора Т-4 составит 154,79 % (73,03 МВА) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-4.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Луговая ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 8,06 МВА. В случае аварийного отключения трансформатора Т-3 на ПС 110 кВ Луговая расчетный объем ГАО составит 25,85 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 37,55 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3, Т-4 на трансформаторы мощностью не менее 73,03 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 80 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 1×25 МВА на 1×40 МВА, существующих силовых трансформаторов Т-3, Т-4 2×40 МВА на 2×80 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Лаговская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила

67,31 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 (Т-2) максимальная нагрузка оставшегося в работе Т-2 (Т-1) составит 154,2 % (45,47 МВА) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2 (Т-1);

– В ПАР отключения Т-3 максимальная нагрузка оставшегося в работе Т-4 составит 74,07 % (21,84 МВА) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-4.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при $T_{\text{НВ}} - 5,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,18 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,37 МВт на шины 10 кВ и 11,22 МВт на шины 6 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,68 МВА и 3,46 МВА соответственно).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с несколькими ТУ на ТП (ООО «Зеленый век» от 17.01.2013 № ИА-12-302-6120(944428) заявленной мощностью 5 МВт, ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть» от 29.09.2022 № ИА-22-303-10366(997788) заявленной мощностью 1 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Лаговская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 67,31 + 4,14 + 0 - 0 = 71,45 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка трансформатора Т-2 (Т-1) составит 165,93 % (48,93 МВА) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2 (Т-1).

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-3 нагрузка трансформатора Т-4 составит 76,37 % (22,52 МВА) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-4.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Лаговская ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Лаговская расчетный объем ГАО составит 19,44 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 48,93 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Пушкино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 87,36 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-2 – 93,46 % (43,44 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 66,92 % (33,88 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3; Т-4 – 21,6 % (10,04 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-4;

– в ПАР отключения Т-2 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 116,23 % (54,7 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-3 – 44,68 % (22,62 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3; Т-4 – 21,6 % (10,04 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-4;

– в ПАР отключения Т-3 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 96,13 % (45,24 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 48,49 % (22,54 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2; Т-4 – 42,13 % (19,58 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-4;

– в ПАР отключения Т-4 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 68,34 % (32,16 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 48,49 % (22,54 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 64,51 % (32,66 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при $T_{\text{НВ}} - 2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,16 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 29,02 МВт на шины 35, 6 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 8,56 МВА).

Таким образом, перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 87,36 + 8,56 + 0 - 0 = 95,92 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-1 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-2 – 99,54 % (46,27 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 75,46 % (38,2 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3; Т-4 – 24,64 % (11,45 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-4;

– в ПАР отключения Т-2 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 125,33 % (58,98 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$

трансформатора Т-1; Т-3 – 50,35 % (25,49 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-3; Т-4 – 24,64 % (11,45 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-4;

– в ПАР отключения Т-3 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 105,32 % (49,56 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 51,53 % (23,95 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-2; Т-4 – 48,2 % (22,4 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-4;

– в ПАР отключения Т-4 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 74,43 % (35,03 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 51,53 % (23,95 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 72,97 % (36,94 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформатора Т-3.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пушкино ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Пушкино расчетный объем ГАО составит 11,92 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 58,98 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×40,5 МВА на 1×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Минеральная.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 93,61 МВА. Загрузка Т-3 – 57,01 % (16,56 МВА) от $S_{\text{длн}}$, трансформатор работает только на сеть 35 кВ. В ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 97,84 % (77,05 МВА) от $S_{\text{длн}}$, что не превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов Т-1, Т-2, Т-4 (Т-3) при ТНВ - 2,4 °С в режиме с возможным повышенным износом изоляции (нормальном режиме нагрузки) составляет 1,25 (1,16).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 28,39 МВт на шины 6, 10 кВ (полная мощность с учетом коэффициента набора – 7,88 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов Т-1 (Т-2) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 93,61 + 7,88 + 0 - 0 = 101,49 \text{ МВА.}$$

Перспективная расчетная нагрузка Т-1, Т-2 может составить 84,93 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 107,85 % (84,93 МВА) от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Минеральная ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов Т-1 (Т-2) на ПС 110 кВ Минеральная расчетный объем ГАО составит 6,18 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3 на трансформатор с возможностью резервирования по сети 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2.

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

- в ПАР отключения Т-1 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-2 – 91,18 % (71,81 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 29,69 МВА;

- в ПАР отключения Т-2 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 92,18 % (72,56 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1; Т-3 составит – 28,9 МВА;

- в ПАР отключения Т-3 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 51,16 % (40,28 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 56,7 % (44,65 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2.

Таким образом, рекомендуется замена существующего трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью не менее 29,69 МВА с возможностью резервирования по сети 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-3 1×25 МВА на 1×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

ПС 110 кВ Солнечногорск.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 52,77 МВА.

В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

- в ПАР отключения Т-3 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 132,43 % (31,24 МВА) от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 91,27 % (21,53 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2;

- в ПАР отключения Т-2 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 158,8 % (37,46 МВА) от $S_{дн}$, что превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1; Т-3 – 32,47 % (15,31 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-3;

– в ПАР отключения Т-1 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-2 – 91,27 % (21,53 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 66,21 % (31,24 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,85 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода фактическая нагрузка оставшихся трансформаторов в ПАР одного из трансформаторов распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-3 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 128,51 % (30,315 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 87,35 % (20,605 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2;

– в ПАР отключения Т-2 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 154,87 % (36,535 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-3 – 30,49 % (14,385 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3;

– в ПАР отключения Т-1 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-2 – 87,35 % (20,605 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 64,25 % (30,315 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 17,83 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,42 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (от 22.12.2020 № ИА-20-302-2432(820567) заявленной мощностью 3,34 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Солнечногорск с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 52,77 + 2,42 + 0 - 1,85 = 53,34 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов перспективная нагрузка распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-3 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 133,64 % (31,53 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 92,48 % (21,82 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-2;

– в ПАР отключения Т-2 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 160 % (37,75 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-1; Т-3 – 30,49 % (14,39 МВА) от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформатора Т-3;

– в ПАР отключения Т-1 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-2 – 92,48 % (21,82 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 66,82 % (31,53 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-3.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Солнечногорск ниже уровня $S_{дн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Солнечногорск расчетный объем ГАО составит 14,16 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 37,75 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×20 МВА на 1×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Новые Подлипки.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 59,63 МВА.

В ПАР одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

– в ПАР отключения Т-3 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 99,67 % (37,03 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 95,8 % (22,6 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2;

– в ПАР отключения Т-2 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-1 – 58,08 % (21,58 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-1; Т-3 – 80,65 % (38,05 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-3;

– в ПАР отключения Т-1 максимальная нагрузка оставшихся в работе трансформаторов составит: Т-2 – 95,84 % (22,6 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-2; Т-3 – 78,49 % (37,03 МВА) от $S_{дн}$, что не превышает $S_{дн}$ трансформатора Т-3.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,18.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,77 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,17 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,65 МВА).

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов согласно формуле (1) составит:

$$S_{персп}^{тр} = 59,63 + 0,65 + 0 - 1,77 = 58,51 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения наиболее мощного трансформатора Т-3 нагрузка оставшихся в работе трансформаторов распределится следующим образом: Т-1 – 98,16 % (36,47 МВА) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1; Т-2 – 93,43 % (22,04 МВА) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2.

С учетом вышеизложенного в настоящий момент отсутствует необходимость реализации мероприятия, предложенного ПАО «Россети Московский регион» (увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Новые Подлипки с заменой существующих силовых трансформаторов 1×40 МВА, 1×20 МВА на 2×63 МВА).

ПС 110 кВ Аксаково.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2022 года и составила 18,78 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1 (Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 (Т-1) составит 93,6 % (99,51 %) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформатора Т-1 (Т-2) при ТНВ -5,9 °С и при нормальном режиме нагрузки (повышенном износе изоляции) составляет 1,18 (1,25).

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 9,48 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,66 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик» от 31.05.2021 № ИА-21-303-5985(348614) заявленной мощностью 2 МВт) предусмотрена реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов с учетом ТУ на ТП ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик» от 31.05.2021 № ИА-21-303-5985(348614) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,78 + 1,66 + 0 - 0 = 20,44 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 108,31 % (102,2 %) от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов без учета ТУ на ТП ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик» от 31.05.2021 № ИА-21-303-5985(348614) согласно формуле (1) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 18,78 + 0,82 + 0 - 0 = 19,6 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-2 (Т-1) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 (Т-2) составит 103,8 % от $S_{\text{дн}}$ (98 % от $S_{\text{дн}}$), что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-1 и не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформатора Т-2.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Аксаково ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения трансформатора Т-2 на ПС 110 кВ Аксаково расчетный объем ГАО составит 0,72 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР с учетом подключения новых потребителей (без учета ТУ на ТП ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик») рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 19,6 МВА. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×16 МВА на 1×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024 год.

Для подключения потребителя ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик» согласно договору на ТП от 31.05.2021 № ИА-21-303-5985(348614) необходимо увеличение трансформаторной мощности подстанции 110 кВ Аксаково с заменой существующих силовых трансформаторов 2×16 МВА на 2×25 МВА, что указано в 4.2.

2.2.1.2 Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД»

По данным Трансэнерго – филиал ОАО «РЖД» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 13 представлены данные контрольного замера за период 2018–2022 годов по рассматриваемой ПС, в таблице 14 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 15 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Таблица 13 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять лет в энергосистеме Московской области

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	$U_{\text{ном}}$ обмоток трансформатора, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	
1	ПС 110 кВ Румянцево	110/35/10	Т-1	ТДТНГ-15000/110	110/35/10	15	1959	85	8,92	8,78	8,35	8,48	8,51	7,67	8,96	7,17	8,31	7,22	0
			Т-2	ТДТНГ-15000/110	110/35/10	15	1961	85	12,64	13,42	10,76	8,67	12,12	9,55	9,87	7,79	9,52	5,91	

Таблица 14 – Данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Румянцево	Т-1	ТДТНГ-15000/110	1959	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДТНГ-15000/110	1961	85	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 15 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации и ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
1	ПС 110 кВ Румянцево	2019	22,2	ПС 110 кВ Румянцево	ОАО «РЖД»	ИА-18-349-8(933630)	26.09.2018	2023	12,31	0	35	8,61	31,47	31,47	31,47	31,47	31,47	31,47

ПС 110 кВ Румянцево.

Согласно данным в таблицах 13, 14, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2019 года и составила 22,2 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 130,68 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +2,5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,13.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 12,31 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 9,27 МВА).

Согласно информации от ПАО «Россети Московский регион» в соответствии с ТУ на ТП (ОАО «РЖД» от 26.09.2018 № ИА-18-349-8(933630) заявленной мощностью 12,31 МВт) реконструкция ПС 110 кВ Румянцево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

Таким образом, согласно формуле (1), перспективная нагрузка существующих трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,2 + 9,27 + 0 - 0 = 31,47 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 185,25 % от $S_{\text{дн}}$, что превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Румянцево ниже уровня $S_{\text{дн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Румянцево расчетный объем ГАО составит 14,48 МВА.

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 31,47 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×15 МВА на 2×40 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятий, – ОАО «РЖД».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

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

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

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

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

2.2.4 Непринятые предложения сетевых организаций

В таблице 16 приведены предложения сетевых организаций, по которым сетевой организацией не представлена в полном объеме информация и документы, необходимые для принятия к рассмотрению предложения. Приведенные в таблице 16 предложения сетевых организаций далее не рассматриваются.

Таблица 16 – Непринятые к рассмотрению предложения сетевых организаций

№ п/п	Наименование сетевой организации	Предложение
1	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Стрелецкая с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый
2	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 110 кВ Анино
3	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ Вахромеево с переводом на 110 кВ
4	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство ПС 220 (110) кВ с установкой тр-ров 220 (110)/10/6 кВ в Чеховском р-не Московской области
5	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство ПС 220 (110) кВ с установкой тр-ров 220 (110)/10/6 кВ в Раменском р-не Московской области
6	ПАО «Россети Московский регион»	Реконструкция ПС 35 кВ № 542 Петровская с переводом на 110 кВ. (ВЛ-110 кВ 20 км, 2×25 МВА) (52,06 МВА; 15,1 км; 34 шт.(РУ); 6717 кв. м.; 12654 п. м.; 18 шт.(прочие))
7	ПАО «Россети Московский регион»	Сооружение ЛЭП 110 кВ Панфиловская – Ядрошино с установкой линейных ячеек 110 кВ на ПС 110 кВ Панфиловская и ПС 110 кВ Ядрошино
8	ПАО «Россети Московский регион»	Перевод ПС 35 кВ Голубино на класс напряжения 110 кВ с установкой двух трансформаторов 110/35/6 кВ
9	ПАО «Россети Московский регион»	Строительство новой ПС 110 кВ в районе д. Першутино
10	АО «Богородская электросеть»	Строительство второго питающего центра 110/10 кВ с трансформаторной мощностью 2×16 МВА по схеме 4Н

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 220/110/10 кВ.

В настоящее время ПАО «Россети Московский регион» для повышения надежности электроснабжения существующих потребителей выполнено проектирование и согласование трассы прохождения кабельных заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород с образованием КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками путем сплетения ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород.

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Согласно решениям Протокола совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 21.10.2022 для реализации комплексного технического решения по развитию сети и обеспечения технической возможности технологического присоединения новых потребителей необходимо выполнить следующие мероприятия:

- сооружение новой ПС 220 кВ с установкой двух автотрансформаторов напряжением 220/110/10 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый, оснащенных устройством РПН. РУ 220 кВ предполагается выполнить по схеме «четыреугольник», рассчитанное на присоединение 2-х линий 220 кВ, 2-х автотрансформаторов, с возможностью дальнейшего расширения. РУ 110 кВ предполагается выполнить по схеме «две рабочие системы шин», рассчитанное на присоединение 4-х линий 110 кВ, 2-х автотрансформаторов и шиносоединительного выключателя;

- сооружение заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь (~ 2×1 км) на новую ПС 220 кВ с образованием ЛЭП 220 кВ Дорохово – новая ПС 220 кВ и ЛЭП 220 кВ новая ПС 220 кВ – Слобода;

- сооружение заходов на новую ПС 220 кВ КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками (~ 4×0,5 км);

- сооружение переключательного пункта ПП 110 кВ (рассчитанного на присоединение 6-ти линий 110 кВ и шиносоединительного выключателя) в месте спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород с перезаводом в него КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками с образованием следующих ЛЭП 110 кВ:

- 1) ЛЭП 110 кВ новая ПС 220 кВ – Ивановская I, II цепь;
- 2) ЛЭП 110 кВ новая ПС 220 кВ – новый ПП 110 кВ I, II цепь;
- 3) КЛ 110 кВ новый ПП 110 кВ – Звенигород № 1, 2;
- 4) ВЛ 110 кВ новый ПП 110 кВ – Кубинка I, II цепь с отпайками.

Кроме того, по оценке расчетов перспективных электроэнергетических режимов и уровней токов короткого замыкания дополнительно необходимо выполнить:

- реконструкцию ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на номинальное напряжение 110 кВ;

- реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Голицыно с установкой дополнительной ячейки 110 кВ;

- реконструкцию ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Успенская с установкой дополнительной ячейки 110 кВ;

- реконструкцию ПС 110 кВ Усово в целях обеспечения возможности включения СМВ 110 кВ в нормальном режиме;

- реконструкцию ПС 110 кВ Манихино с заменой выключателей в присоединениях Т-1 и Т-2;

- реконструкцию ЛЭП 110 кВ новая ПС 220 кВ – новый ПП 110 кВ I, II цепь с увеличением пропускной способности до величины не менее 1098 А при ТНВ -26 °С путем реконструкции ЛЭП, выполненных проводом АС-120/19 и АС-150/24.

Пропускная способность вновь сооружаемых КЛ 110 кВ новый ПП 110 кВ – Звенигород № 1, 2 должна быть не менее 770 А при ТНВ -26 °С.

Вышеуказанные мероприятия по развитию сети должны быть уточнены в ходе выполнения ПИР в 2024 году.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2025 год.

Кабельные заходы ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород.

Согласно решениям Протокола совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 21.10.2022 в целях повышения надежности электроснабжения потребителей г. Звенигород планируется сооружение кабельных заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород (~2×4 км, с пропускной способностью не менее 770 А при ТНВ -26 °С) с образованием КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Установка ШР 500 кВ на ПС 750 кВ Белый Раст и ПС 500 кВ Западная.

В часы минимальных нагрузок с конца апреля и до сентября, а также в период новогодних праздничных дней, характерны режимы работы энергосистемы г. Москвы и Московской области с повышенными уровнями напряжений.

Значительное количество высоковольтных кабельных ЛЭП 220–500 кВ в энергосистеме г. Москвы и Московской области суммарной мощностью более 1150 Мвар является одной из причин повышения напряжения выше наибольшего рабочего в часы минимальных нагрузок.

Другой причиной, оказывающей значительное влияние на уровни напряжений в часы минимальных нагрузок, является ограничение потребления реактивной мощности генераторами электростанций относительно заводского регулировочного диапазона, в том числе генераторами филиала «Конаковская ГРЭС» ПАО «ЭЛС – Энерго» и электростанций ПАО «Мосэнерго». Останов газовых турбин электростанций ПАО «Мосэнерго» с целью сохранения ресурса работы генерирующего оборудования в текущих условиях приведет к невозможности обеспечения напряжения ниже наибольшего рабочего в сети 110–500 кВ энергосистемы г. Москвы и Московской области в ночные часы начиная с конца апреля и до сентября, а также в период новогодних праздничных дней.

По результатам совместной работы ПАО «Мосэнерго» и АО «СО ЕЭС» при участии АО «Техническая инспекция ЕЭС» проведены испытания генераторов ТЭЦ ПАО «Мосэнерго», имеющих ограничения по диапазону по реактивной мощности, с целью установления технически обоснованного диапазона регулирования реактивной мощности с последующим внесением изменений в базовый диапазон регулирования реактивной мощности.

В результате проведенных испытаний и мероприятий суммарное расширение диапазона регулирования реактивной мощности по электростанциям ПАО «Мосэнерго» составило 440 Мвар, что привело к сокращению количества

объектов в энергосистеме г. Москвы и Московской области, на которых фиксируется превышение напряжения выше наибольшего рабочего, а также снижению длительности превышения напряжения выше наибольшего рабочего.

Согласно выводами I этапа внестадийной работы по титулу: «Проектно-изыскательские работы по установке СКРМ на ПС 220–500 кВ с учетом перевода участка ВЛ 220–500 кВ в кабельном исполнении на территории г. Москвы и Московской области» (том № 41.П020-т1) (далее – ПИР по установке СКРМ) на период 2024 года предусматривается установка:

- шинного ШР мощностью 180 Мвар в РУ 500 кВ ПС 750 кВ Белый Раст;
- линейного ШР мощностью 180 Мвар в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково на ПС 500 кВ Западная.

Также согласно выводам II этапа ПИР по СКРМ (том № 41.П020-т2) на период 2027 года дополнительно предусматривается установка линейного ШР мощностью 180 Мвар в ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная на ПС 500 кВ Западная;

Организация, ответственная за реализацию мероприятий, – ПАО «Россети».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2024, 2027 год.

Замещающие мероприятия вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17.

Для обеспечения вывода из эксплуатации ТГ-1, ТГ-3 и ТГ-6 ТЭЦ-17, в соответствии с приказом Минэнерго России от 04.07.2022 № 624, планируется:

- сооружение ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя II цепь с пропускной способностью не менее 730 А при ТНВ -5°С ориентировочная протяженность 5,9 км (2023 год);

- сооружение второй цепи ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя с пропускной способностью не менее 525 А при ТНВ -5 °С, ориентировочная протяженность 10 км (2025 год).

Организация, ответственная за реализацию мероприятий, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023, 2025 годы.

ПС 110 кВ Северово.

В целях завершения комплексной реконструкции ПС 110/10/6 кВ Северово и согласно протоколу совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 15.09.2022 № 2055 принято решение по включению мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ Северово с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

С учетом вышеизложенного, и ввода в 2022 году Т-2 мощностью 63 МВА, рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 1×40 МВА на 1×63 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Звенигород.

Согласно протоколу совещания АО «СО ЕЭС», ПАО «Россети Московский регион» и Министерства энергетики Московской области по вопросу строительства заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ

Звенигород и реконструкции ПС 110 кВ Звенигород от 15.09.2022 № 2055 принято решение по установке дополнительных трансформаторов 110/10/6 мощностью 2×25 МВА на ПС 110 кВ Звенигород.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется выполнить установку двух силовых трансформаторов 2×25 МВА.

Организация, ответственная за реализацию мероприятия, – ПАО «Россети Московский регион».

Необходимый срок реализации мероприятия – 2023 год.

Мероприятия для обеспечения надежного функционирования ЕЭС России

Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Московской области приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень реализуемых мероприятий по реновации объектов электросетевого хозяйства на территории Московской области

№ п/п	Наименование мероприятия	Технические характеристики	Год реализации	Ответственная организация
1	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой трансформаторов Т-3 220/110 кВ и Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА) каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	2×250 МВА 2×100 МВА	2024	ПАО «Россети»
2	Реконструкция ПС 500 кВ Трубино с заменой автотрансформаторов АТ-1 500/220 кВ и АТ-2 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) каждый на автотрансформаторы 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый, с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	2×500 МВА 2×250 МВА	2023 2024	ПАО «Россети»
3	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	2×200 МВА 2×125 МВА	2024	ПАО «Россети»

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

Перечень мероприятий, предусмотренных в рамках реализуемых и перспективных планов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения технической возможности технологического присоединения объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также

объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным собственникам, к электрическим сетям, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2024–2029 годы

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

В таблице 18 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей на территории Московской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 18 – Перечень планируемых к вводу потребителей на территории Московской 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							
–	–	–	–	–	–	–	–
Более 50 МВт							
1	Тепличный комплекс	ООО «Агрокультура Групп»	0,0	71,0	220	2023	Каширская ГРЭС ПС 220 кВ Ступино
2	АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»	АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»	0,0	50,0	220	2023	ПС 220 кВ Темпы
Более 20 МВт							
3	Жилой комплекс с объектами инфраструктуры	ООО «Самолет-Прогресс» (вместо ООО «СЗ «Прибрежный Парк»)	0,0	46,5	10	2023	ПС 500 кВ Пахра
4	Новые резиденты ОЭЗ «Ступино Квадрат»	ООО «Промышленный Округ Ступино Квадрат»	1,9	28,3	10	2023–2024	ПС 220 кВ Ступино
5	Развитие института ядерных исследований	ММО «ОИЯИ»	7,0	28,0	110	2023	ПС 220 кВ Темпы
6	Объекты ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	0,0	24,5	110	2023	ПС 110 кВ Арсаки ПС 110 кВ Смена ПС 110 кВ Ярославская
7	Объекты ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	0,0	24,31	10	2023	ПС 220 кВ Омега
8	Объекты ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	0,0	24,3	20	2023	ПС 220 кВ Бутово
9	Объекты ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	0,0	24,06	10	2024	ПС 220 кВ Восточная
10	Офисное здание	АО «Крокус»	0,0	24,0	10	2023	ПС 220 кВ Ильинская
11	Жилые комплексы	ООО «Фортуна»	0,0	21,8	10	2023 с поэтапным набором мощности до 2029	ТЭЦ-27

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
12	Жилые дома микрорайона «Отрадное»	ООО «Специализированн ый застройщик «Региональное агропроизводственн ое объединение «ООО «СЗ «РАПО»	0,0	21,48	10	2023	ПС 220 кВ Подушкино
13	Многофункциональная комплексная застройка	ООО «СЗ «Бухта Лэнд»	11,4	20,39	10	2023	ПС 110 кВ Строгино
14	Жилой квартал «Ивакино»	ООО «Шереметьево- 4»	5,0	20,0	10	2023	ПС 220 кВ Старбеево ПС 110 кВ Долгопрудная ПС 110 кВ Планерная
15	Новые резиденты ОЭЗ «Ступино Квадрат»	ООО «ПО СК»	0,0	20,0	10	2023	ПС 220 кВ Ступино
16	Земельный участок с нежилым строением	ООО УК «А класс капитал» Д.У. Комбинированным ЗПИФ «ПНК Девелопмент»	0,0	20,0	10	2023	ПС 500 кВ Пахра

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области за период 2024–2029 годов представлен в таблице 19.

Таблица 19 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	118500	119275	120999	122686	124232	125973	127897
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	775	1724	1687	1546	1741	1924
Годовой темп прироста, %	–	0,65	1,45	1,39	1,26	1,40	1,53
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	115787	116562	118286	119973	121519	123260	123833
Годовой темп прироста, %	–	0,67	1,48	1,43	1,29	1,43	0,46
<i>Московская область</i>							
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	62519	62538	63410	63987	64565	65357	66915
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	19	872	577	578	792	1558
Годовой темп прироста, %	–	0,03	1,39	0,91	0,90	1,23	2,38
Доля потребления электрической энергии Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	52,8	52,4	52,4	52,2	52,0	51,9	52,3
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	59806	59825	60697	61274	61852	62644	62851
Годовой темп прироста, %	–	0,03	1,46	0,95	0,94	1,28	0,33

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Доля потребления электрической энергии Московской области без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме в энергосистеме г. Москвы и Московской области без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, %	51,7	51,3	51,3	51,1	50,9	50,8	50,8

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Москвы и Московской области прогнозируется на уровне 127897 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,23 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области прогнозируется в 2029 году и составит 1924 млн кВт·ч или 1,53 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 775 млн кВт·ч или 0,65 %.

Потребление электрической энергии по территории Московской области прогнозируется на уровне 66915 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,11 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии по территории Московской области прогнозируется в 2029 году и составит 1558 млн кВт·ч или 2,38 %. Наименьший годовой прирост потребления электрической энергии ожидается в 2024 году и составит 19 млн кВт·ч и или 0,03 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии по территории Московской области учтены данные о планируемых к вводу потребителях, приведенные в таблице 18.

Изменение динамики потребления электрической энергии по территории Московской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

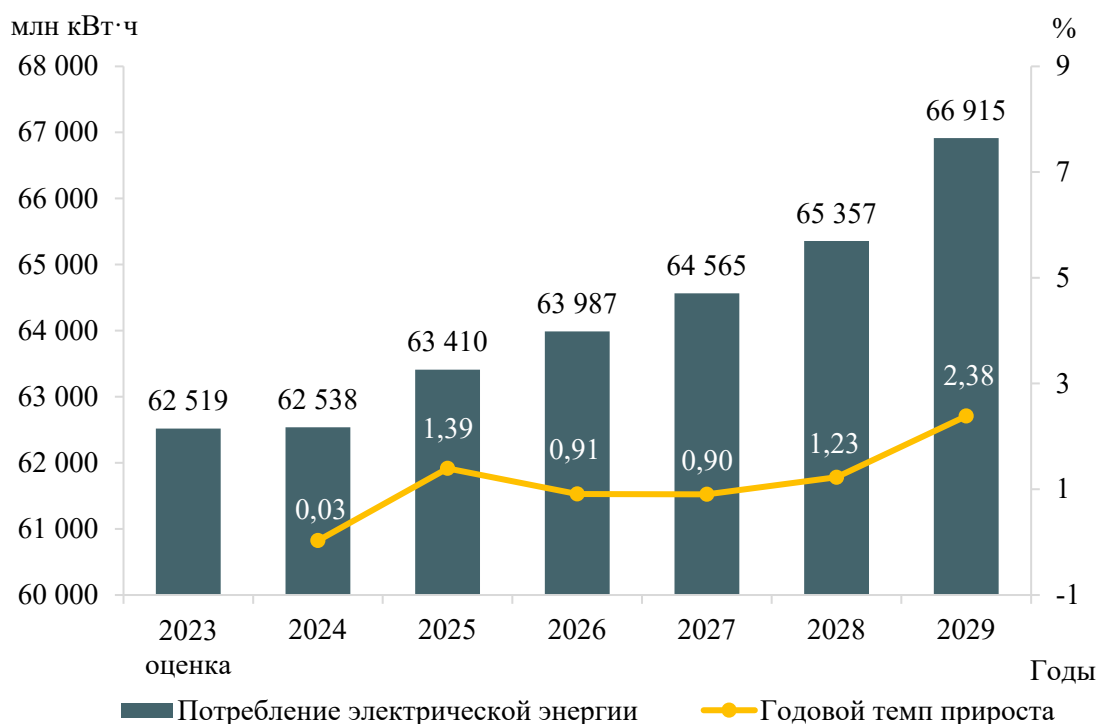


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии по территории Московской области и годовые темпы прироста

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии и мощности по территории Московской области обусловлена следующими основными факторами:

- вводом новых промышленных потребителей;
- увеличением объемов жилищного строительства;
- ростом потребления в сфере услуг;
- развитие транспортной инфраструктуры.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, в том числе по Московской области, на период 2024–2029 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>							
Максимум потребления мощности, МВт	19655	20106	20479	20725	20991	21194	21379
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	151	573	346	266	203	185
Годовой темп прироста, %	–	0,77	2,89	1,70	1,28	0,97	0,87

Наименование показателя	2023 г. оценка	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	5891	5885	5804	5789	5789	5816	5792
<i>Московская область</i>							
Потребление мощности на час максимума энергосистемы г. Москвы и Московской области, МВт	9971	10001	10192	10275	10353	10447	10527
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	30	191	83	78	94	80
Годовой темп прироста, %	–	0,30	1,91	0,81	0,76	0,91	0,77
Доля потребления мощности г. Москвы в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	50,7	50,5	50,8	49,6	49,3	49,3	49,2
Число часов использования потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме), ч/год	5998	5982	5955	5963	5974	5996	5970

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области к 2029 году прогнозируется на уровне 21379 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,96 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 573 МВт или 2,89 %, что обусловлено планируемым вводом объектов сферы услуг и жилищных комплексов, наименьший годовой прирост ожидается в 2024 году и составит 151 МВт или 0,77 %.

Годовой режим потребления электрической энергии энергосистемы на перспективу останется разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума прогнозируется на уровне 5792 ч/год.

Потребление мощности Московской области к 2029 году прогнозируется на уровне 10527 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 1,72 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2025 году и составит 191 МВт или 1,91 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2024 году и составит 30 МВт или 0,30 %.

Годовой режим потребления электрической энергии Московской области в прогнозный период останется достаточно разуплотненным. Число часов использования потребления мощности к 2029 году прогнозируется на уровне 5970 ч/год.

В целом годовой режим электропотребления Московской области немного плотнее, чем режим электропотребления энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом.

Динамика изменения потребления мощности Московской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 5.

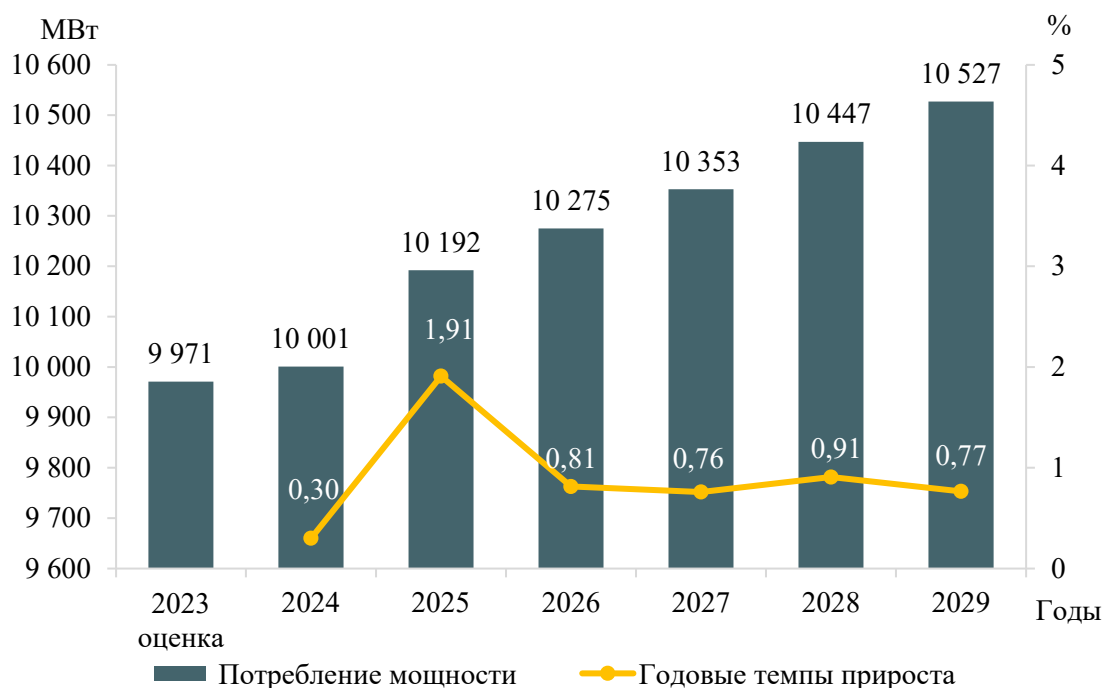


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Московской области и годовые темпы прироста

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2024–2029 годов составляют 77 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей по энергосистеме г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	–	–	77,0	–	–	–	–	77,0
ТЭС	–	–	77,0	–	–	–	–	77,0

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 2016,4 МВт, в том числе: на ТЭС – 1176,4 МВт, на ГАЭС – 840,0 МВт.

Объемы и структура вводов генерирующих мощностей по электростанциям энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2023 году и в период 2024–2029 годов представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	Всего за 2024– 2029 гг.
Всего	–	280,0	–	–	–	1736,4	–	2016,4
ГАЭС	–	–	–	–	–	840,0	–	840,0
ТЭС	–	280,0	–	–	–	896,4	–	1176,4

В 2028 годов планируется завершение строительства Загорской ГАЭС-2 установленной мощностью 840 МВт.

В рассматриваемый перспективный период предусматривается ввод в эксплуатацию новых крупных энергоблоков (единичной мощностью более 200 МВт) с использованием парогазовых технологий на Каширской ГРЭС (2×ПГУ-450).

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 10 МВт на ТЭЦ-22 Мосэнерго.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2029 году составит 7434,0 МВт. К 2029 году структура генерирующих мощностей энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, представлена в таблице 23. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, представлена на рисунке 6.

Таблица 23 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Всего	5484,6	5764,6	5697,6	5697,6	5697,6	7434,0	7434,0
ГЭС	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4

Наименование	2023 г. (ожидается, справочно)	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ГАЭС	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	1200,0	2040,0	2040,0
ТЭС	4237,2	4517,2	4450,2	4450,2	4450,2	5346,6	5346,6

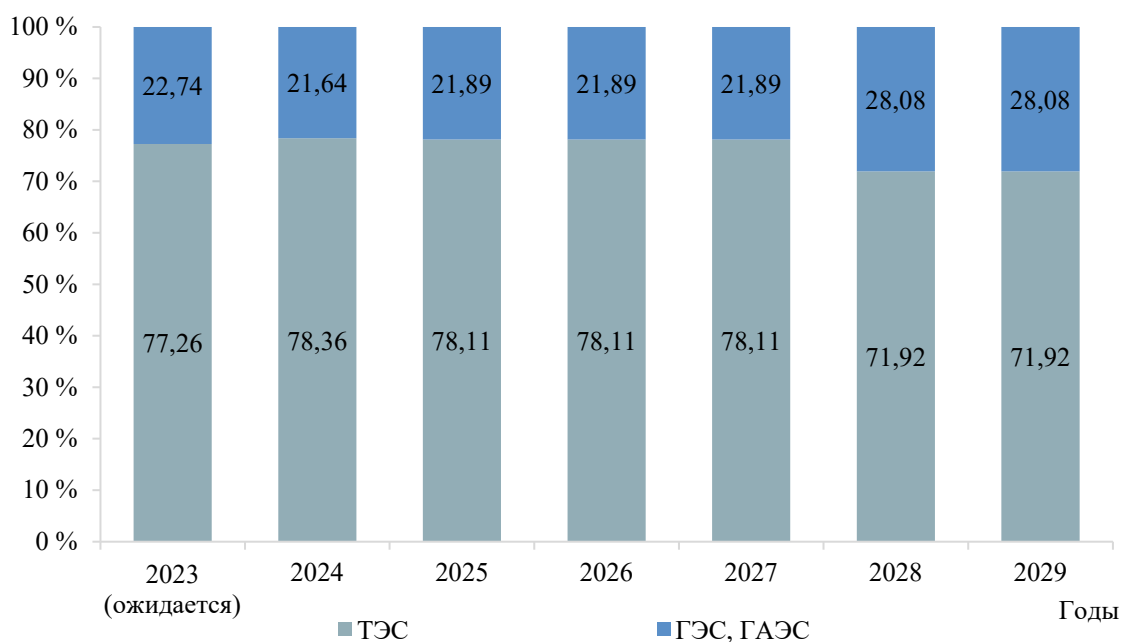


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области

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

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2024–2029 годы

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

Перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода ГАО в электрической сети 110 кВ и выше, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – 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	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,9	–	–	–	–	–	–	5,9	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17
2	Строительство КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино ориентировочной протяженностью 6 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	6	–	–	–	–	–	–	6	1. Исключение существующих 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 «Патера», ООО «СК «КомфортИнвест», ООО «Развитие», ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета», ТУ на ТП от 0,670 МВт до 5МВт
3	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	–	18,5	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.
4	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «К-ФЛЕКС», ООО «Развитие», ООО «ГАГАРА»

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 Московской области

В таблице 25 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 Московской области.

Таблица 25 – 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 Московской области

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	Строительство ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 1 и ЛЭП 500 кВ Загорская ГАЭС-2 – Ярцево № 2 ориентировочной протяженностью 30 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×30	–	60	Обеспечение выдачи мощности Загорская ГАЭС-2	АО «Загорская ГАЭС-2»	–	840
2	Строительство заходов ВЛ 500 кВ Конаковская ГРЭС – Трубино на ПС 500 кВ Ярцево ориентировочной протяженностью 6 км каждая	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	–	–	2×6	–	12				
3	Реконструкция ПС 220 кВ Ярцево со строительством ОРУ 500 кВ с установкой двух автотрансформаторов 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	–	–	2×500	–	1000				
4	Строительство КРУЭ 220 кВ Каширская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	220	х	–	–	–	–	–	х	–	х	Обеспечение выдачи мощности Каширской ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	–	1020
5	Строительство захода ВЛ 220 кВ Ярцево – Радуга на ПС 220 кВ Дмитров ориентировочной протяженностью 16,445 км и 16,395 км	ПАО «Россети»	220	км	16,445 16,395	–	–	–	–	–	–	32,84	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Ядро Фаб Дубна», ООО «Апрель», АО «Специализированный застройщик «ПИК-Регион»	ООО «Ядро Фаб Дубна», ООО «Апрель», АО «Специализированный застройщик «ПИК-Регион»	– 2,403 –	11,928 6,497 5,483
6	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Реновация основных фондов 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей	ООО «К-ФЛЕКС» ООО «Развитие»	– 0,511	7 14,489
			220	МВА	–	–	2×125	–	–	–	–	250	ООО «К-ФЛЕКС», ООО «Развитие», ОАО «РЖД», ООО «Компания Промсервис»	ОАО «РЖД», ООО «Компания Промсервис»	– 3,2	19,661 5,4
7	Строительство ПС 220 кВ Заводская с трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 220/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «АГК-1»	220	МВА	–	1×95 1×16 1×16	–	–	–	–	–	127	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10
8	Строительство ПС 220 кВ Тепличная с трансформатором Т-2 220/10 кВ мощностью 80 МВА	ООО «Агрокультура Групп»	220	МВА	1×80	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Агрокультура Групп»	ООО «Агрокультура Групп»	–	71
9	Строительство заходов ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Ступино на ПС 220 кВ Тепличная ориентировочной протяженностью 0,412 км и 0,183 км	ПАО «Россети»	220	км	0,412 0,183	–	–	–	–	–	–	0,595				
10	Строительство ПС 220 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.	ООО «СтройИнвест» ООО «Здравница»	– – – –	6 16,083 9,5 10

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
11	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»	ООО «СЗ «Санино 1» ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх» ООО «Внуково Логистик» ООО «Гольф-клуб «Сколково» ОАО «РЖД»	– 2,24 –	6,5 4,76 4,99
12	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками на ПС 220 кВ ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	4×0,5	–	–	–	–	2				
13	Строительство ПП 110 кВ с заходами (в месте спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород) КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х				
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от новой ПС 220 кВ до нового ПП 110 кВ ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×9	–	–	–	–	18				
15	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород ориентировочной протяженностью 4 км каждый и реконструкция вновь образованной КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8				
16	Реконструкция КВЛ 110 кВ Нахабино – Слобода с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 10,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	10,5	–	–	–	–	–	10,5	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «Парцель», ООО «Ронд», ООО «СЗ «Гранель Город», ООО «СЗ «Гранель П», Фонд «Специальные проекты Фонда защиты прав граждан – участников долевого строительства», Управление делами Президента Российской Федерации	ОАО «РЖД» ООО «Парцель» ООО «Ронд» ООО «СЗ «Гранель Город» ООО «СЗ «Гранель П», Фонд «Специальные проекты Фонда защиты прав граждан – участников долевого строительства», Управление делами Президента Российской Федерации	– 9,5 – – – – –	9,605 8,5 8,8 11,28 6 7,72 17,241

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
17	Реконструкция ПС 110 кВ Акулово с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «УЗКС Минобороны РФ»	ФКП «УЗКС Минобороны РФ»	2,277	3,106
18	Реконструкция ПС 110 кВ Сестра с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ и Т-3 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на три трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый и с установкой трансформатора Т-4 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ММО «ОИЯИ»	110	МВА	3×16 1×16	–	–	–	–	–	–	64	Обеспечение технологического присоединения потребителя ММО «ОИЯИ»	ММО «ОИЯИ»	7	28
19	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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 ОАО «РЖД», ООО «СЗ «Гранель Город»	ОАО «РЖД» ООО «СЗ «Гранель Город»	– –	9,605 11,28
20	Реконструкция ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	5
21	Реконструкция ПС 110 кВ Кучино с установкой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА с последующим демонтажем после замены Т-1 и Т-2	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×20	–	–	–	–	–	–	20	Обеспечение технологического присоединения потребителя ДКРС ОАО «РЖД»	ДКРС ОАО «РЖД»	–	4,95
22	Реконструкция ПС 110 кВ Манихино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 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»	–	19,661
23	Строительство КВЛ 110 кВ Слобода – Дедово II цепь ориентировочной протяженностью 5,988 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	5,988	–	–	–	–	–	5,988	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «Истра-Логистика»	ОАО «РЖД» ООО «Истра-Логистика»	– –	19,661 4,998

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
24	Реконструкция ПС 110 кВ Пернатово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Развитие»	ООО «Развитие»	0,511	14,489
25	Реконструкция ПС 110 кВ Румянцево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	12,31
26	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	–	18,5	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «К-ФЛЕКС», ООО «Развитие», ОАО «РЖД», ООО «ГАГАРА»	ОАО «РЖД» ООО «К-ФЛЕКС» ООО «Развитие» ОАО «РЖД» ООО «ГАГАРА»	– – – 0,511 –	12,31 7 15 14,489 3,05
27	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «К-ФЛЕКС», ООО «Развитие»	ОАО «РЖД» ООО «К-ФЛЕКС» ООО «Развитие»	– – 0,511	12,31 7 14,489
28	Строительство одного двухцепного захода ВЛ 110 кВ Грибово – Сычи на ПС 110 кВ Панфиловская ориентировочной протяженностью 21,2 км	ОАО «РЖД»	110	км	–	21,2	–	–	–	–	–	21,2	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», ООО «К-ФЛЕКС», ОАО «РЖД», ООО «ГАГАРА»	ОАО «РЖД» ООО «К-ФЛЕКС» ОАО «РЖД» ООО «ГАГАРА»	– – – –	12,31 7 4,81 3,05
29	Строительство ЛЭП 110 кВ Гулево – Санаторная ориентировочной протяженностью 5,7 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	5,7	–	–	–	–	–	5,7	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ППК Косино», ООО «ММЦ Усадьы»	ООО «ППК Косино» ООО «ММЦ Усадьы»	– –	12 5,4
30	Реконструкция ВЛ 110 кВ Барыбино – Пахра с отпайкой на ПС Санаторная с образованием новой ВЛ 110 кВ Пахра – Барыбино	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	х	–	–	–	–	–	х	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ППК Косино», ООО «ММЦ Усадьы»	ООО «ППК Косино» ООО «ММЦ Усадьы»	– –	12 5,4

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
31	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Гулево – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 1,3 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×1,3	–	–	–	2,6	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АЛЬФАТЕХФОРМ»	ООО «АЛЬФАТЕХФОРМ»	–	9,6
32	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Пахра – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС Новоцементная с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 12,1 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×12,1	–	–	–	24,2	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АЛЬФАТЕХФОРМ»	ООО «АЛЬФАТЕХФОРМ»	–	9,6
33	Строительство ПС 110 кВ Аксёново с трансформатором Т-2 110/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «АГК-1»	110	МВА	–	1×95 1×16 1×16	–	–	–	–	–	127	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10
34	Строительство захода ВЛ 110 кВ Тимохово – Булгаково II цепь на ПС 110 кВ Аксёново ориентировочной протяженностью 2,36 км и 2,485 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	1×2,36 1×2,485	–	–	–	–	–	4,845				
35	Строительство ПС 110 кВ Свистягино с трансформатором Т-2 110/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «АГК-1»	110	МВА	–	1×95 1×16 1×16	–	–	–	–	–	127	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10
36	Строительство захода ВЛ 110 кВ Крутыши – Сетовка на ПС 110 кВ Свистягино ориентировочной протяженностью 8,35 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×8,35	–	–	–	–	–	16,7				
37	Строительство ПС 110 кВ Хметьево с трансформатором Т-2 110/10 кВ мощностью 95 МВА, трансформатором Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА и трансформатором Т-3 10/10 кВ мощностью 16 МВА	ООО «АГК-1»	110	МВА	–	1×95 1×16 1×16	–	–	–	–	–	127	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ООО «Альтернативная генерирующая компания-1»	ООО «АГК-1»	–	70/10
38	Строительство захода КВЛ 110 кВ Сигма – Сенеж на ПС 110 кВ Хметьево ориентировочной протяженностью 6,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×6,5	–	–	–	–	–	13				
39	Строительство второй ВЛ 110 кВ Хлебниково – Луговая ориентировочной протяженностью 14,7 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	14,7	–	–	–	14,7	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «АТОМДАТА-ШЕРЕМЕТЬЕВО»	ООО «АТОМДАТА-ШЕРЕМЕТЬЕВО»	–	16

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
40	Реконструкция ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЖК «Молоково», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	ООО «ЖК «Молоково», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК» ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК» ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»	1,8 – – –	4,6 4,43 3,755 3,965
41	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино ориентировочной протяженностью 6 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×6	–	–	–	–	–	–	12	1. Исключение существующих 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 «Патера», ООО «СК «КомфортИнвест», ООО «Развитие», ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета», ТУ на ТП от 0,670 МВт до 5МВт	ООО «Патера» ООО «СК «Комфорт-Инвест» ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета» ТУ на ТП от 0,670 МВт до 5МВт	– 2,6 – –	6 11,9 7 11,588
42	Реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета», ООО «ПРОМИН»	ООО «Специализированный застройщик «Гранель Бета» ООО «ПРОМИН»	– –	7 2,9
43	Строительство ПС 110 кВ Борилово с трансформаторами Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ООО «Ногинский Тепловой Центр»	110	МВА	16	–	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Ногинский Тепловой Центр»	ООО «Ногинский Тепловой Центр»	–	15
44	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Истомкино – Монино до ПС 110 кВ Борилово ориентировочной протяженностью 0,5 км	ООО «Ногинский Тепловой Центр»	110	км	0,5	–	–	–	–	–	–	0,5				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
45	Реконструкция ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Гранель Инвест»	ООО «СЗ «Гранель Инвест»	6	6
46	Реконструкция ВЛ 110 кВ Юбилейная – Красково с отпайкой на ПС Котельники с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 4,91 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	4,91	–	–	–	4,91	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО СЗ «Котельники»	ООО СЗ «Котельники»	–	14
47	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с установкой третьего трансформатора 110/20 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СЗ «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ», ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик»	ООО «СЗ «МИЦ-ИНВЕСТ-СТРОЙ» ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик»	6,7 7	13,3 16
48	Строительство ПС 110/6 кВ Звездочка с трансформатором 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «Оборонэнерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	2,277	3,106
49	Строительство отпайки от отпайки на ПС 110 кВ Акулово от ВЛ 110 кВ Кубинка – Кедрово I цепь с отпайками на ПС Звездочка ориентировочной протяженностью 0,1 км	ОАО «Оборонэнерго»	110	км	0,1	–	–	–	–	–	–	0,1				
50	Реконструкция ПС 110 кВ Можайск с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	1×40	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ДорХан - Можайск», ООО «НИСА», ООО «ИНВЕСТСТРОЙБЕТОН»	ООО «ДорХан - Можайск» ООО «НИСА» ООО «ИНВЕСТ-СТРОЙБЕТОН»	3 – –	12 2,54 0,85
51	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Минеральная с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 9,4 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	9,4	–	–	–	–	–	–	9,4	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы», ОАО «РЖД», ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТСТРОЙ»	ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы» ОАО «РЖД» ООО «Специализированный застройщик «МИЦ-ИНВЕСТ-СТРОЙ»	– – 6,7	9,7 11,7 13,3
52	Реконструкция КВЛ 110 кВ Каскадная – Прогресс с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 6,6 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	6,6	–	–	–	–	–	–	6,6				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
53	Сооружение ЛЭП 110 кВ Северово – Фетищево № 1, № 2 ориентировочной протяженностью 2,25 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×2,25	–	–	–	–	–	–	4,5	Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Городская Земельная Компания», ООО СЗ «ВЫБОР №1», АНО «РСИО»	ООО «Городская Земельная Компания» ООО СЗ «ВЫБОР №1» АНО «РСИО»	– – –	7 3,271 1,44
54	Реконструкция ПС 110 кВ Желтиково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 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»	–	6,319
55	Реконструкция ПС 110 кВ Бужаниново с установкой трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	–	24,5
56	Реконструкция ПС 110 кВ Сетовка с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 20 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»	–	7,862
57	Реконструкция ПС 110 кВ Дюдьково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 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»	–	5,266
58	Реконструкция ПС 110 кВ Овражки с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 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»	–	7,13
59	Реконструкция ПС 110 кВ Ожерелье с установкой трансформатора Т-3 мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	18	12,62
60	Реконструкция ПС 110 кВ Ожерелье с заменой трансформатора Т-1 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40				
61	Реконструкция КВЛ 110 кВ Хлебниково-Долгопрудная с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	9,927	–	–	–	–	–	–	9,927	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Гранель Инвест»	ООО «СЗ «Гранель Инвест»	6	6
62	Реконструкция ПС 110/10 кВ Чанки с заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	–	16	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Дороги и мосты»	АО «Дороги и мосты»	–	1,5

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
63	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×40	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрация городского округа Пушкино	Администрация городского округа Пушкино	–	10
64	Реконструкция ПС 110 кВ Клин с установкой двух дополнительных трансформаторов напряжением 110/10/6 кВ мощностью по 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мега-торг»	ООО «Мега-торг»	–	0,9
65	Реконструкция ПС 110 кВ Нащекино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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 потребителя Физ. лицо.	Физ. лицо.	–	4
66	Реконструкция ПС 110 кВ Сухарево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×25	–	–	–	–	–	50	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Богаевский карьер»	ООО «Богаевский карьер»	1,729	3
67	Реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик»	ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик»	–	2

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
68	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформатора Т-1 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×63	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПК Печагин»	ООО «ПК Печагин»	–	1,2
69	Реконструкция ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо.	Физ. лицо.	–	2,5
70	Реконструкция ПС 110 кВ Захарово с заменой трансформаторов Т-1 110/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/6 кВ мощностью 40,5 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Комплекс Здоровья и Отдыха «Коверши»	АО «Богородская электросеть»	–	3,841
71	Реконструкция ПС 110 кВ Бор с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×80	–	–	–	–	–	160	Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо.	Физ. лицо.	–	2,5
72	Реконструкция ПС 110 кВ Загорново с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СпецПромКомпания»	ООО «СпецПром-Компания»	–	4,8
73	Реконструкция ВЛ 110 кВ ЦАГИ – Раменская I, II цепь с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×6,735	–	–	–	–	13,47				
74	Реконструкция ВЛ 110 кВ Бронницы тяговая – Гжель с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	15,051	–	–	–	–	15,051				
75	Реконструкция ВЛ 110 кВ Нежино – Гжель с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	12,83	–	–	–	–	12,83				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
76	Реконструкция ПС 110 кВ Котельники с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя АО «Компания АТОЛ»	АО «Компания АТОЛ»	–	1,392
77	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечногорск с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо.	Физ. лицо.	–	3,34
78	Строительство ПС 110 кВ Тетерино с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×16	–	–	–	–	–	32	Обеспечение технологического присоединения потребителя Московская дистанция электроснабжения Октябрьской дирекции инфраструктуры Октябрьской ж/д – филиала ОАО «РЖД»	Московская дистанция электроснабжения Октябрьской дирекции инфраструктуры Октябрьской ж/д – филиала ОАО «РЖД»	–	13,35
79	Строительство двух ВЛ 110 кВ Клин – Тетерино ориентировочной протяженностью 4,1 км каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	2×4,1	–	–	–	–	–	8,2				
80	Реконструкция ПС 110 кВ Бронницы таговая с заменой трансформатора Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Технопарк Софьино»	ООО «Технопарк Софьино»	–	4,99
81	Реконструкция ПС 110 кВ Лаговская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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 «Зеленый век», ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»	ООО «Зеленый век» ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»	– –	5 1

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
82	Реконструкция ПС 110 кВ Павшино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя Государственное казенное учреждение Московской области «Дирекция заказчика капитального строительства»	Государственное казенное учреждение Московской области «Дирекция заказчика капитального строительства»	–	5
83	Реконструкция ПС 110 кВ Успенская с заменой трансформаторов Т-2 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителя ЗАО «ВТБ Управление проектами»	ЗАО «ВТБ Управление проектами»	–	3
84	Реконструкция ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «МЭК»	ОАО «МЭК»	–	2,303
85	Реконструкция ПС 110 кВ Духанино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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 «Истра Курорт», ООО «Истра-Логистика», Физ. лицо.	ООО «Истра Курорт» ООО «Истра-Логистика» Физ. лицо.	– – –	3,33 4,998 1
86	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с установкой трансформатора Т-5 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Элмонт Энерго»	ООО «Элмонт Энерго»	1,3	3,2
87	Реконструкция ПС 110 кВ Мамоново с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Специализированный застройщик «Аметист»	ООО «Специализированный застройщик «Аметист»	–	0,71

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
88	Реконструкция ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием ВЛ 110 кВ Успенская – Голицыно ориентировочной протяженностью 13,336 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	13,336	–	–	–	–	13,336	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «Комбинат Инновационных Технологий - Монарх», ООО «СтройИнвест», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»	ООО «Комбинат Инновационных Технологий - Монарх» ООО «СтройИнвест» ООО «СЗ «Санино 1» ООО «Внуково Логистик» ООО «Гольф-клуб «Сколково» ОАО «РЖД»	– – – – 2,24 –	10 6 9,5 6,5 4,76 4,99

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России, приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Перечень мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности, а также для обеспечения надежного и эффективного функционирования ЕЭС России

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
2	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений
		ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	1×180	–	–	180	
3	Реконструкция ПС 500 кВ Трубино с заменой автотрансформаторов АТ-1 500/220 кВ и АТ-2 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) каждый на автотрансформаторы 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый, с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	2×500	–	–	–	–	–	–	1000	Реновация основных фондов
			220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	
4	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой трансформаторов Т-3 220/110 кВ и Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА) каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250 2×100	–	–	–	–	–	700	Реновация основных фондов
5	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×200	–	–	–	–	–	400	1. Реновация основных фондов 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «К-ФЛЕКС», ООО «Развитие» ОАО «РЖД», ООО «Компания Промсервис»
			220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	
6	Строительство ПС 220 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»
7	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	
8	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками на ПС 220 кВ ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	4×0,5	–	–	–	–	2	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»
9	Строительство ПП 110 кВ с заходами (в месте спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород) КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	
		ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от новой ПС 220 кВ до нового ПП 110 кВ ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×9	–	–	–	–	18	

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
11	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород ориентировочной протяженностью 4 км каждый и реконструкция вновь образованной КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»
12	Реконструкция ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием ВЛ 110 кВ Успенская – Голицыно ориентировочной протяженностью 13,336 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	13,336	–	–	–	–	13,336	1. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СтройИнвест», ООО «Здравница», ООО «СЗ «Санино 1», ООО «Комбинат Инновационных Технологий – Монарх», ООО «Внуково Логистик», ООО «Гольф-клуб «Сколково», ОАО «РЖД»
13	Строительство второй ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя ориентировочной протяженностью 10 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	10	–	–	–	–	10	Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17
14	Реконструкция ПС 110 кВ Северово с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.
15	Реконструкция ПС 110 кВ Звенигород с установкой двух трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности.

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

Сводный перечень мероприятий, направленных на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше по предложениям сетевых организаций, приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023–2029 гг.	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Клин с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Мега-торг»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Ям с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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
4	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
5	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Администрация городского округа Пушкино
6	Реконструкция ПС 110 кВ Гжель с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
7	Реконструкция ПС 110 кВ Духанино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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 «Истра Курорт», ООО «Истра-Логистика», Физ. лицо.
8	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечногорск с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо.
9	Реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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 «Специализированный застройщик «Гранель Бета», ООО «ПРОМИН»
10	Реконструкция ПС 110 кВ Алабушево с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	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
11	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-3 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый и заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций.
			110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
12	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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
13	Реконструкция ПС 110 кВ Мамонтовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
14	Реконструкция ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «МЭК»
15	Реконструкция ПС 110 кВ Время с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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
16	Реконструкция ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо.
17	Реконструкция ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителей ООО «ЖК «Молоково», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК», ООО «СЗ «ССД МСК ВОСТОК»
18	Реконструкция ПС 110 кВ Раменская с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
19	Реконструкция ПС 110 кВ Лаговская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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 «Зеленый век», ФГУП «Российская телевизионная и радиовещательная сеть»

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
20	Реконструкция ПС 110 кВ Лопасня с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	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
21	Реконструкция ПС 110 кВ Нашекино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя Физ. лицо.
22	Реконструкция ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
23	Реконструкция ПС 110 кВ Павшино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя Государственное казенное учреждение Московской области «Дирекция заказчика капитального строительства»
24	Реконструкция ПС 110 кВ Малаховка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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
25	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформатора Т-2 110/10/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «ПК Печагин»
26	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
27	Реконструкция ПС 110 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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
28	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	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 ОАО «РЖД», ООО «СЗ «Гранель Город»
29	Реконструкция ПС 110 кВ Румянцево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ОАО «РЖД»
30	Реконструкция ПС 110 кВ Волоколамск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
31	Реконструкция ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности. 3. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «СЗ «Гранель Инвест»
32	Реконструкция ПС 110 кВ Климовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и (или) мощности
33	Реконструкция ПС 110 кВ Болятино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2023– 2029 гг.	Основное назначение
34	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	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
35	Реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	1. Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций. 2. Обеспечение технологического присоединения потребителя ООО «Экодолье Шолохово-специализированный застройщик»

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 Московской 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) итогового проекта изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы. Материалы размещены 16.12.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденных приказом Минэнерго России от 27.12.2022 № 37@ изменений, вносимых в инвестиционную программу публичного акционерного общества «Федеральная сетевая компания – Россети» на 2020–2024 годы, утвержденную приказом Минэнерго России от 27.12.2019 № 36@, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 35@;

3) итогового проекта инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион» на 2023–2027 годы и проекта изменений, которые вносятся в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион» на 2015–2025 годы. Материалы размещены 17.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

4) утвержденной приказом Минэнерго России от 24.11.2022 № 30@ инвестиционной программы ПАО «Россети Московский регион» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Московский регион», утвержденную приказом Минэнерго России от 16.10.2014 № 735, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 28.12.2021 № 36@;

5) УНЦ (Приказ Минэнерго России № 10 [3]).

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

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

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

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

7 Оценка тарифных последствий реализации технических решений в распределительной сети

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

- Правил, утвержденных Постановлением Правительства РФ № 2556 [4];
- Методические указания по проектированию развития энергосистем [1].

7.1 Основные подходы

Оценка тарифных последствий выполняется с целью оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Московской 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 Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» НВВ ТСО включает в себя НВВ на содержание электрических сетей и НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии и обеспечивает возмещение экономически обоснованных расходов на передачу электрической энергии, включая расходы на инвестиции, предусмотренные утвержденными инвестиционными программами.

На текущий 2023 год на территории Московской области осуществляют свою деятельность 63 сетевые организации. Наиболее крупными ТСО являются ПАО «Россети Московский регион» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 71 % в суммарной НВВ сетевых организаций Московской области) и АО «Мособлэнерго» (с долей НВВ на содержание электрических сетей – 20 % в суммарной НВВ сетевых организаций Московской 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 Московской 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 «Федеральная сетевая компания – Россети»;

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

7.2 Исходные допущения

НВВ основных ТСО на содержание электрических сетей определена как сумма эксплуатационных затрат и необходимой валовой прибыли, рассчитанная на основании прогноза показателей деятельности основных ТСО с учетом планов по инвестиционным программам и технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. Базовые финансовые и экономические показатели деятельности основных ТСО приняты на 2022 год в соответствии с:

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

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

– утвержденными и принятыми к учету в целях тарифного регулирования инвестиционными программами;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о расшифровке расходов субъекта естественных монополий, раскрываемой в соответствии с приказом Минэнерго России от 13.12.2011 № 585;

– бухгалтерской (финансовой) отчетностью;

– формой раскрытия информации сетевыми организациями о структуре и объемах затрат на оказание услуг по передаче электрической энергии, раскрываемой в соответствии со Стандартами раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 21.01.2004 № 24.

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

¹ Распоряжение Комитета по ценам и тарифам Московской области от 25.11.2022 № 221-р и от 25.11.2022 № 220-р.

капитальных вложений на реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

Амортизационные отчисления на прогнозный период рассчитаны исходя из:

– нормы амортизации, определенной на основе анализа фактических отчетных данных за 2022 год основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, как отношение объема амортизационных отчислений к стоимости основных производственных средств для вводимых основных средств и нематериальных активов, в том числе с учетом утвержденных инвестиционных программ;

– нормы амортизации, определенной на основании среднего срока полезного использования, установленного Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы², для объектов электросетевого хозяйства – 20 лет, для новых вводимых основных средств, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

При оценке тарифных последствий рассматриваются следующие источники финансирования инвестиций:

– собственные средства (амортизация и прибыль от оказания услуг по передаче электрической энергии);

– заемные средства;

– государственные субсидии.

Допустимые объемы привлечения и возврата заемных средств на каждый год прогнозного периода определены исходя из объемов привлечения и возврата ранее привлеченных заемных средств и не превышения совокупного объема заемных средств в размере $3,5 \times \text{EBITDA}$ в соответствии с рекомендацией Минэнерго России. Средневзвешенный срок возврата привлеченных кредитов и займов принят на основе отчетных данных основных ТСО субъектов Российской Федерации, рассматриваемых в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и составляет 7 лет. Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам принята в размере 9,5 % годовых в соответствии с рекомендацией Минэнерго России.

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

Финансовые показатели, принятые для оценки тарифных последствий, представлены в таблице 28.

Таблица 28 – 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)

² Утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1.

Финансовый показатель	Основные ТСО (Базовая комбинация)	Диапазон изменения показателя при оценке ликвидации (снижения) дефицита финансирования
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 % – ликвидация дефицита финансирования (учитывается в случае предельных значений других показателей)
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	26 %	0 % – 26 % от размера чистой прибыли
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	9,5 %	8 % – 9,5 %
Средневзвешенный срок возврата вновь привлеченных кредитов и займов	7 лет	7 лет

НВВ на содержание электрических сетей прочих ТСО на прогнозный период определена исходя из НВВ, установленной на 2023 год распоряжением Комитета по ценам и тарифам Московской области от 25.11.2022 № 218-р (далее – тарифное решение), приходящейся на долю прочих ТСО Московской 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 2022 год и расчетной НВВ по Методическим указаниям по проектированию развития энергосистем [1] на основании фактических данных за 2022 год.

Затраты на оплату услуг ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» определены на основании фактических данных за 2022 год по основным ТСО с учетом изменения НВВ ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» при реализации технических решений на объектах ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети», предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России.

НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на прогнозный период рассчитана на основании НВВ на оплату технологического расхода (потерь) электрической энергии на 2023 год с учетом прогноза объема полезного отпуска электрической энергии всех потребителей Московской 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).

³ Сценарные условия функционирования экономики Российской Федерации и основные параметры прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2024 год и на плановый период 2025 и 2026 годов (опубликованы 14.04.2023 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет) и Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года (опубликован 28.11.2018 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет).

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

Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий, приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Прогнозные экономические показатели, принятые для оценки тарифных последствий

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Инфляция (среднегодовая)	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост тарифов сетевых компаний для всех категорий потребителей по прогнозу Минэкономразвития России	3 %	6 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Темп роста экономически обоснованного единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии Московской области по тарифному решению	3 %	5 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Рост цен на газ	6 %	5 %	5 %	5 %	5 %	5 %
Изменение объема полезного отпуска электрической энергии потребителей, оплачивающих услуги по передаче электрической энергии по единым (котловым) тарифам	0,0 %	1,8 %	0,9 %	0,7 %	3,1 %	0,2 %

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

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

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

– объемы капитальных вложений в реализацию технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России. При этом не учитываются мероприятия, полностью соответствующие мероприятиям, включенным в утвержденные инвестиционные

программы основных ТСО, и учитываются отклонения в объемах капитальных вложений при неполном совпадении мероприятия, предлагаемого в схеме и программе развития электроэнергетических систем России, и мероприятия из утвержденной инвестиционной программы основной ТСО. В случае наличия в утвержденной инвестиционной программе основной ТСО мероприятия только в объеме проектно-изыскательских работ, эта часть затрат учитывается при определении объема капитальных вложений по мероприятию, предлагаемому в схеме и программе развития электроэнергетических систем России.

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

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

Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Московской области представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Объемы капитальных вложений на прогнозный период для Московской области (в млн руб. без НДС)

Наименование	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
Прогнозные объемы капитальных вложений всего, в том числе:	17290	17572	18019	17507	16955	15106
дополнительный объем капитальных вложений в соответствии со схемой и программой развития электроэнергетических систем России	2233	2155	2808	3919	1938	88
Стоимость планируемых к включению основных средств и нематериальных активов к бухгалтерскому учету в соответствии с утвержденными инвестиционными программами	21085	24224	29784	30886	29817	29127

7.3 Результаты оценки тарифных последствий

Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Московской 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 31 и на рисунке 7.

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 31 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Московской 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	Единицы измерения	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.
ПВВ	млрд руб.	109,1	115,5	120,9	125,9	131,1	135,8
НВВ	млрд руб.	109,6	114,1	119,1	124,3	129,6	132,8
ΔНВВ (НВВ - ПВВ)	млрд руб.	0,5	-1,4	-1,7	-1,6	-1,5	-3,1
Прогнозный средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7
Среднегодовой темп роста	%	–	104	104	103	101	103
Необходимый средний единый (котловой) тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7
Среднегодовой темп роста	%	–	102	104	104	101	102
Δ среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (необходимый тариф – прогнозный тариф)	руб./кВт·ч	0,01	-0,03	-0,04	-0,03	-0,03	-0,06

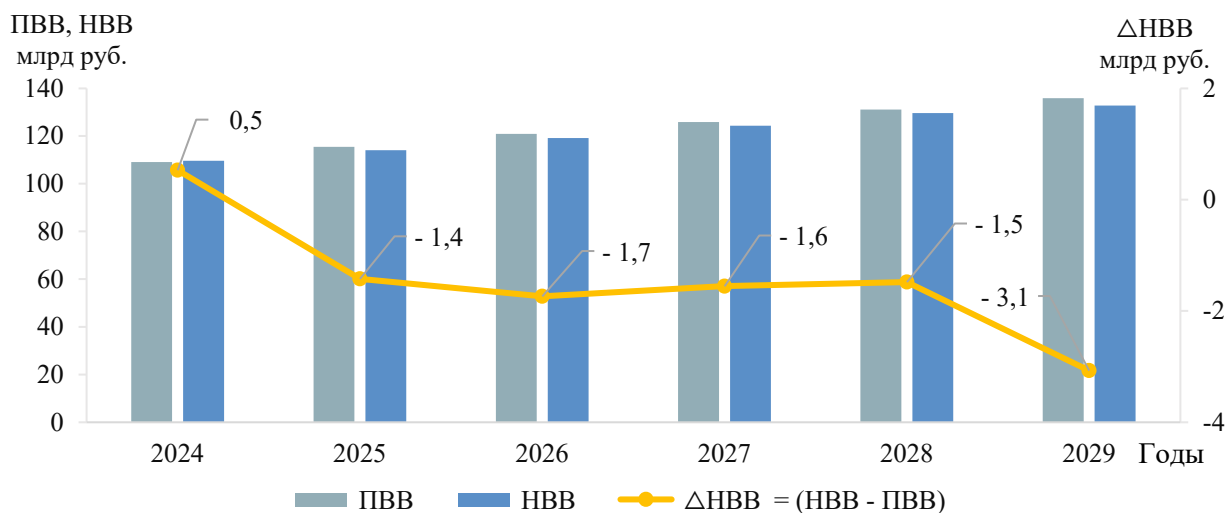


Рисунок 7 – Результаты оценки достаточности выручки, получаемой ТСО Московской области при существующих механизмах тарифного регулирования, для реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России (Базовый сценарий)

Как видно из таблицы 31, в прогнозном периоде определяется достаточность выручки, получаемой ТСО Московской 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 Московской 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 2023 года в течение всего прогнозного периода.

В результате проведенной оценки чувствительности определена достаточность условий тарифного регулирования в случае увеличения темпа роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии (сценарий 1) и выявлена недостаточность выручки на всем рассматриваемом периоде в сценариях 2, 3. Дефицит финансирования в указанных сценариях в среднем за 2024–2029 годы составляет 6 и 12 млрд руб. в год соответственно. Для ликвидации дефицита финансирования были проведены модельные расчеты и получена оптимальная комбинация источников финансирования инвестиций.

Результаты анализа чувствительности представлены на рисунке 8.

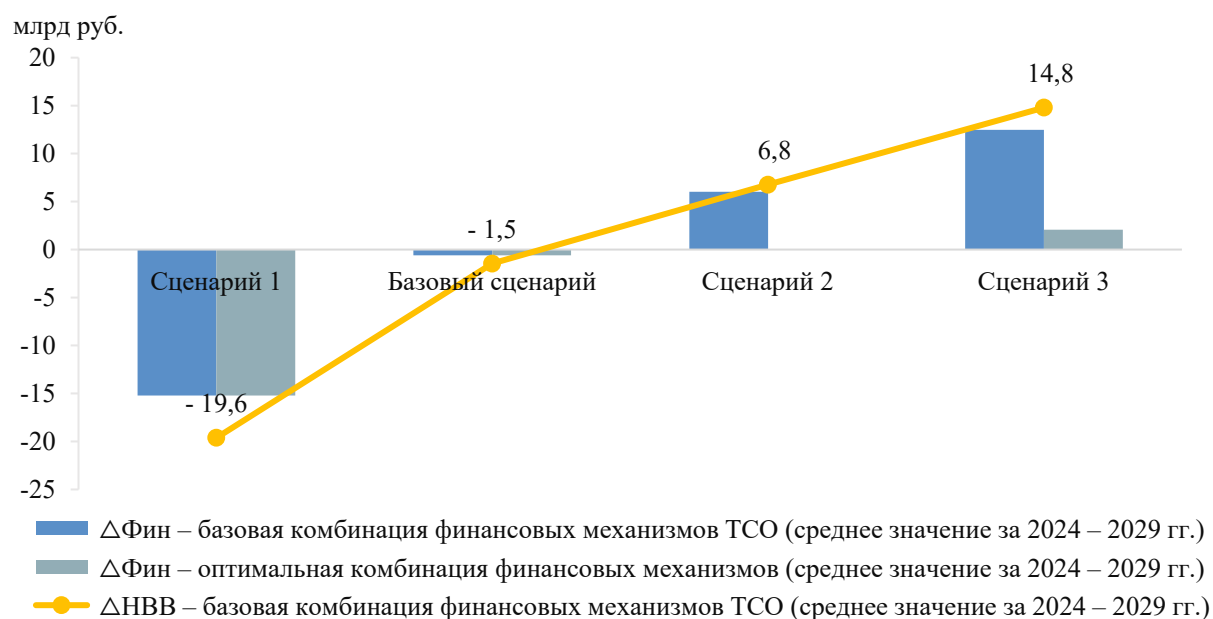


Рисунок 8 – Оценка чувствительности экономических условий реализации планируемого состава технических решений, предлагаемых к включению в схему и программу развития электроэнергетических систем России, от изменения темпов роста единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии на территории Московской области

Результаты оценки ликвидации дефицита финансирования инвестиций представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Оптимальные комбинации финансовых механизмов для ликвидации (снижения) дефицита финансирования в рассматриваемых сценариях (в среднем за период)

Наименование	Сценарий 2	Сценарий 3
Доля заемных средств в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	0 %	0 %
Доля объемов бюджетного финансирования в источниках финансирования прогнозных капитальных вложений	37 %	69 %
Доля чистой прибыли предшествующего года, распределяемой на дивиденды	0 %	0 %
Средневзвешенная процентная ставка по заемным средствам	8 %	8 %

Как видно из рисунка 8, в прогнозном периоде возможна ликвидация дефицита финансирования инвестиций в сценарии 2 за счет изменения финансовых механизмов (таблица 32). В наиболее пессимистичном сценарии (при отсутствии роста среднего единого (котлового) тарифа на услуги по передаче электрической энергии и его фиксации на уровне 2023 года) определена возможность снижения дефицита финансирования при значительных объемах бюджетного финансирования прогнозных капитальных вложений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе подготовки материалов были разработаны предложения по развитию Московской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования Московской 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 Московской области оценивается в 2029 году в объеме 66915 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,11 %.

Потребление мощности Московской области к 2029 году увеличится и составит 10527 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,72 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Московской области в период 2024–2029 годов прогнозируется в диапазоне 5955–5996 ч/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2024–2029 годов составляют 77 МВт на ТЭС.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2024–2029 годов предусматриваются в объеме 2016,4 МВт, в том числе: на ТЭС – 1176,4 МВт, на ГАЭС – 840,0 МВт.

Прирост мощности на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2024–2029 годов предусматривается в результате проведения модернизации существующего генерирующего оборудования в рамках реализации мероприятий, подтвержденных результатами КОММод, в объеме 10 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в 2029 году составит 7434,0 МВт.

Реализация намеченных планов по развитию электрической сети обеспечит надежное функционирование Московской области в рассматриваемый перспективный период, выдачу мощности намеченных к сооружению новых электростанций, позволит повысить эффективность функционирования Московской области.

Всего за период 2023–2029 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 400,092 км, трансформаторной мощности 9885 МВА.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 24.08.2023).

2. Российская Федерация. М-во энергетики. Приказы. Об утверждении 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: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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 17 января 2019 г. № 10 : зарегистрирован М-вом юстиции 7 февраля 2019 г., регистрационный № 53709. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 24.08.2023).

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: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025> (дата обращения: 24.08.2023).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

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

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

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Энергосистема г. Москвы и Московской области, территория Московской области													
Загорская ГАЭС	ПАО «РусГидро»			–									
		1	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		5	РОНТ-115/812-В-630		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		6	РОНТ-115/812-В-630		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	
Загорская ГАЭС-2	ПАО «РусГидро»			–									
		1	ГАЭС								210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	ГАЭС								210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		3	ГАЭС								210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		4	ГАЭС								210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–								840,0	840,0	
Каширская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		1	ПГУ-450								448,2	448,2	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	ПГУ-450								448,2	448,2	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–							896,4	896,4	
Шатурская ГРЭС (ГРЭС-5)	ПАО «Юнипро»			Газ, мазут, торф, уголь									
		1	К-200-130-4		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		2	К-200-130-4		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		3	К-200-130-3		200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	
		4	К-200-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		5	К-210-130-3		210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	
		6	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
			ПГУ		400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	400,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	1500,0	
ГРЭС-3	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут, дизельное топливо, газотурбинное топливо									
		6	Т-6,3-16		6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	6,3	
		8	Р-12-90/18		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	18,3	
ТЭЦ-6 Орехово-Зуевская теплосеть	ООО «Теплосервис»			Газ, мазут									
		1	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	П-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	Р-6-35/5М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ-17 (Ступинская)	ПАО «Мосэнерго»			Газ, мазут, уголь									
		1	ПТ-25-90/10		20,0	20,0	20,0						Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		2	Т-40-90		40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
		3	ПТ-30-8,8		32,0	32,0	32,0						Вывод из эксплуатации в 2025 г.
		6	ПР-25-90		25,0	25,0	25,0						Вывод из эксплуатации в 2025 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–	117,0	117,0	117,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ-22 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, уголь, мазут									
		1	ПТ-70-130/13		70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
		2	ПТ-60-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		3	ПТ-65/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		4	ПТ-65/75-130/13		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		5	ПТ-65/75-130/14		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		6	ПТ-65/75-130/15		60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	
		7	Т-110/120-130-5В		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		8	Т-110/120-130-5В		110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	
		9	Т-295/335-23,5		295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	295,0	
		10	Т-240(250)/290-240-2		240,0	240,0	240,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	Модернизация в 2025 г.
		11	Т-240(250)/290-240-2		240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1365,0	1365,0	1365,0	1375,0	1375,0	1375,0	1375,0	1375,0	
ТЭЦ-27 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ, дизельное топливо									
		1	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		2	ПТ-80/100-130/13		80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	
		3	ПГУ-450		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
		4	ПГУ-450		450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	450,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0	
ЭПТК «ГТУ-ТЭЦ г.Электросталь» (ТЭЦ-29)	ООО «Глобус»			Газ									
		1	ГТ-35		16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	16,8	
ТЭЦ-30 Мосэнерго	ПАО «Мосэнерго»			Газ									
		1	ГТЭ-10/95БМ		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
		2	ГТЭ-10/95БМ		8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	16,0	
Щёлковская ГТ-ТЭЦ	АО «ГТ Энерго»			Газ									
		1	ГТЭ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
		2	ГТЭ-009М		9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	
ТЭЦ Энергоцентр	ООО «Энергоцентр»			Газ, мазут									
		1	Р-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		4	П-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	П-6-35/6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		6	Р-6-35/5		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0	
ТЭЦ МОФ «Мечел-Энерго»	МОФ «Мечел-Энерго»			Газ, коксовый газ									
		2	П-6-35/5м		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПР-3,4-35/15/5м		3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	
		4	П-6-35/5 (АП-6) («Лаваль»)		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		5	АПР-3,3-1(5)		3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	
		6	П-6-35/5м		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	24,7	
ТЭЦ Воскресенские минеральные удобрения	АО «Воскресенские минеральные удобрения»			Газ, мазут									
		1	ПР-6-35/10/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	ПР-6-35/10/1,2		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	Р-12-35/35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		4	Р-12-35/35/5М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип генерирующего оборудования	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2023	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Примечание
					Установленная мощность (МВт)								
Можайский гидроузел	АО «Мосводоканал»			–									
Можайская ГЭС-1		1-2	PO123-BM-120		2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Рузская ГЭС-2		1	PO123-BM-120		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Рузская ГЭС-34		1-2	ПЛ20/811-B-160		3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
Озернинская ГЭС-3		1	PO123-BM-120		1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
Установленная мощность, всего		–	–		8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	
Истринская ГЭС	АО «Мосводоканал»			–									
		1	PO 45/820-B-120		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		2	PO 45/820-B-120		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	
		3	E 7570		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установленная мощность, всего		–	–		3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
Акуловский гидроузел	АО «Мосводоканал»			–									
Акуловская ГЭС		1	ФТ-21/2		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Листвянская ГЭС		1	«Каплан»		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Установленная мощность, всего		–	–		0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	
Вазузская гидротехническая система	АО «Мосводоканал»			–									
Перепадная ГЭС-32		1-2	ПЛ20/811-B-160		3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
Верхнерузская ГЭС-33		1-2	ПЛ20/811-B-160		3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
Установленная мощность, всего		–	–		6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	
Иваньковская ГЭС №191	ФГБУ «Канал имени Москвы»			–									
		1-2	К-91 (вертикальная, непосредственно соединенная с генератором)		28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	
Установленная мощность, всего		–	–		28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	
Пироговская ГЭС №199	ФГБУ «Канал имени Москвы»			–									
		1	ФБТ-2*3/4		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Установленная мощность, всего		–	–		0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
ТЭЦ Энергоцентра Томилино	АО «Газпром теплоэнерго»			Газ									
		1	MAN 18V32/40 PGI		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	
		2	MAN 18V32/40 PGI		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	
		3	MAN 18V32/40 PGI		7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	
ТЭС Хметьево (код ГТП GVIE0643)	ООО «АГК-1»			Биотопливо									
		1	ПТУ КП-77-6.8				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
ТЭС Аксёново (код ГТП GVIE0644)	ООО «АГК-1»			Биотопливо									
		1	ПТУ КП-77-6.8				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
ТЭС Заводская (код ГТП GVIE0645)	ООО «АГК-1»			Биотопливо									
		1	ПТУ КП-77-6.8				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	
ТЭС Свистягино (код ГТП GVIE0646)	ООО «АГК-1»			Биотопливо									
		1	ПТУ КП-77-6.8				70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.
Установленная мощность, всего		–	–	–			70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0	

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 Московской области

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
1	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 750 кВ Белый Раст с установкой ШР 500 кВ мощностью 180 Мвар	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	2026	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений	783,62	783,62
2	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой двух линейных ШР 500 кВ мощностью 180 МВАр каждый в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково и ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	–	180	2026	Исключение повышения уровня напряжений в электрической сети 500 кВ выше допустимых значений	783,62	783,62
					500	Мвар	–	–	–	–	1×180	–	–	180	2027		838,05	838,05

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
3	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Трубино с заменой автотрансформаторов АТ-1 500/220 кВ и АТ-2 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) каждый на автотрансформаторы 500/220 кВ мощностью 500 МВА каждый, с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	2×500	–	–	–	–	–	–	1000	2023	Реновация основных фондов	14900	3860,7
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	2024			
4	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с заменой автотрансформаторов АТ-1 220/110/10 кВ и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 200 МВА каждый, установкой двух трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×200	–	–	–	–	–	400	2024	Реновация основных фондов	6072,30	3995,08
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×125	–	–	–	–	–	250	2024			
5	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой трансформаторов Т-3 220/110 кВ и Т-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА) каждый на два автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 250 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	–	500	2024	Реновация основных фондов	10272,82	5068,68
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	2024			

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
6	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	–	400	– ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	2779,51	2779,51
7	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220 кВ ориентировочной протяженностью 1 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	–	2	– ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
8	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками на ПС 220 кВ ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	4×0,5	–	–	–	–	2	– ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
9	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПП 110 кВ с заходами (в месте спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород) КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	– ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		
	г. Москвы и Московской области	Московская область	КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская, КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	–	х	– ³⁾			
10	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от новой ПС 220 кВ до нового ПП 110 кВ ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×9	–	–	–	–	18	– ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	450,28	450,28
11	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками на ПС 110 кВ Звенигород ориентировочной протяженностью 4 км каждый и реконструкция вновь образованной КВЛ 110 кВ Кубинка – Звенигород с отпайками	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	–	8	2024 ³⁾	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	795,83	752,08

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
12	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием ВЛ 110 кВ Успенская – Голицыно ориентировочной протяженностью 13,336 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	13,34	–	–	–	–	13,34	2025	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	51,8	51,8
13	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориенти ровочной протяженностью 5,9 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,9	–	–	–	–	–	–	5,9	2023	1. Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений 2. Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17	58,1	28,21
14	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино ориентировочной протяженностью 6 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×6	–	–	–	–	–	–	12	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	7312,26	3326,1
15	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	–	18,5	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	61,31	54,43

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
16	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 220 кВ Луч с расширением РУ 110 кВ на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	187,11	187,11
17	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя ориентировочной протяженностью 10 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	10	–	–	–	–	10	2025	Обеспечение вывода из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭЦ-17	168,41	168,41
18	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Гжель с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	319,75	319,75

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
19	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Духанино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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	956,98	956,98
20	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Солнечногорск с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	2024	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	107,84	107,84

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
21	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	258,83	258,83
22	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Алабушево с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	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	129,42	129,42

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
23	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Луговая с заменой трансформаторов Т-3 110/35/6 кВ и Т-4 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый и заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	2027	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	648,35	648,35
				ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	–	40	–	2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	150,61	150,61
24	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Речная с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	305,71	305,71

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
25	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Мамонтовская с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	276,28	276,28
26	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	591,63	564,67

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
27	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Время с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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	209,81	209,81
28	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	–	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	817,97	817,97

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
29	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2023	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	298,11	296,99
30	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Раменская с заменой трансформаторов Т-1 110/6/6 кВ и Т-2 110/6/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	258,83	258,83

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
31	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лаговская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2023	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	305,71	305,71
32	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Лопасня с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 31,5 МВА на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	–	160	2023	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	648,35	648,35

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
33	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нашекино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2024	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	246,97	246,97
34	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	252,08	252,08
35	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Звенигород с установкой двух трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	2134,9	2051,47

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
36	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Павшино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	258,83	258,83
37	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Малаховка с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	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	216,95	216,95
38	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформатора Т-2 110/10/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформатор 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	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	129,42	129,42

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
39	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×40	–	–	–	–	–	40	2026	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	128,77	128,77
40	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2023	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	213,53	213,53
41	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 кВ и Т-4 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	–	126	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	683,82	683,82

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
42	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Румянцево с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	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	241,25	241,25
43	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Клин с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–	200	2027	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	808,4	808,4

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
44	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	258,83	258,83
45	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Ям с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	–	50	2027	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	479,88	479,88

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
46	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Прогресс с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	714,28	713,86
47	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1363,58	1305,01
48	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Северово с заменой трансформатора Т-1 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	959,23	74,81

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
49	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	2026	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	736,60	710,60
50	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Волоколамск с заменой трансформаторов Т-1 110/35/10 кВ и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	241,25	241,25

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023–2029				
51	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Пушкино с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 40,5 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	–	63	–	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	152,87	152,87
52	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Климовская с заменой трансформаторов Т-1 110/35/6 кВ и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на два трансформатора 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	–	80	–	1.Исключение существующих рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций 2.Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	241,25	241,25
53	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Болятино с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый на два трансформатора 110/10/6 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×100	–	–	–	–	–	200	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	564,88	564,88

№ п/п	Энергосистема	Субъект	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	Необходимый год реализации ¹⁾								Планируе- мый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2029 годов в прогнозных ценах соответству- ющих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2023– 2029				
54	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Аксаково с заменой трансформатора Т-1 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформатор 110/10 кВ мощностью 25 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	1×25	–	–	–	–	–	25	–	Исключение прогнозируемых рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений по предложениям сетевых организаций	216,95	216,95

Примечания

- 1
¹⁾
Необходимый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, в котором на основании анализа результатов расчетов существующих и перспективных режимов работы электрической сети впервые фиксируется необходимость реализации мероприятий, направленных на обеспечение прогнозного потребления электрической энергии (мощности), исключение выхода параметров электроэнергетического режима работы электроэнергетической системы за пределы допустимых значений, снижение недоотпуска электрической энергии потребителям электрической энергии, оптимизацию режимов работы генерирующего оборудования, обеспечение выдачи мощности новых объектов по производству электрической энергии и обеспечение возможности вывода отдельных единиц генерирующего оборудования из эксплуатации, обеспечение нормативного уровня балансовой надежности в зонах надежности или предусмотренных в государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министра энергетики Российской Федерации, а также ранее принятых уполномоченным органом решений по ранее поданным заявлениям о выводе из эксплуатации объектов диспетчеризации или мероприятий, выполняемых в рамках реализации планов, решений и инвестиционных проектов, предусмотренных такими документами. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России и на момент утверждения СиПР ЭЭС России не реализовано, то в качестве необходимого указывается год разработки СиПР ЭЭС России.
- 2
²⁾
Планируемый год реализации – год разработки СиПР ЭЭС России и (или) год среднесрочного периода, определенный на основании проектов инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, которые утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти, или уполномоченным федеральным органом исполнительной власти совместно с Государственной корпорацией по атомной энергии «Росатом», или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в году разработки СиПР ЭЭС России, с учетом решений согласительных совещаний по проектам инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.
- 3
³⁾
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.