

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
СХЕМА И ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ РОССИИ
НА 2023–2028 ГОДЫ

ГОРОДА МОСКВЫ И МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ

КНИГА 2

МОСКОВСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Описание энергосистемы	10
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Московской области.....	10
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	11
1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей.....	11
1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет	12
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	15
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	22
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	22
2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Гулево, Бугры, ПС 110 кВ Весенняя, Лаговская, Столбовая, Бор, Добрыниха.....	22
2.1.2 Энергорайон расположения ПС 500 кВ Трубино, ПС 220 кВ Уча, ПС 110 кВ Роса, Пушкино, Клязьма, Речная	24
2.1.3 Энергорайон расположения ПС 750 кВ Грибово, ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Волоколамск, Сычи, Анино, Шаховская, Лотошино, Газовая	26
2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	28
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	28
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	44
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	48
2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия.....	48
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше.....	48

2.3.2	Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	51
2.3.3	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	81
3	Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	82
3.1	Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	82
3.2	Прогноз потребления электрической энергии.....	84
3.3	Прогноз потребления электрической мощности	85
3.4	Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	87
4	Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	90
4.1	Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	90
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	92
4.3	Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия	98
4.4	Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)	102
5	Технико-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети...	104

6	Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	105
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	106
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	107
	ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	108
	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	112

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АВР	–	автоматический ввод резерва
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВН	–	высокое напряжение
ВЧ	–	высокочастотный
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГАЭС	–	гидроаккумулирующая электростанция
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -26 °С; Макс зима 0,92	–	зимний режим зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, 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
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Макс зима МУ	–	зимний режим максимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С

<p>зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -26 °С; Мин зима 0,92</p>	<p>– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, 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</p>
<p>зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ</p>	<p>– зимний режим минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в Методических указаниях по проектированию развития энергосистем – плюс 5 °С</p>
<p>ЗРУ ИТС КВЛ КЛ КРУ летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Макс лето</p>	<p>– закрытое распределительное устройство – индекс технического состояния – кабельно-воздушная линия электропередачи – кабельная линия электропередачи – комплектное распределительное устройство – летний режим максимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С</p>
<p>летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ</p>	<p>– летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5 °С – плюс 30 °С</p>

летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +19 °С; Мин лето	–	летний режим минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 19 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МО	–	муниципальное образование
МП	–	муниципальное предприятие
МЭС	–	магистральные электрические сети
н/д	–	нет данных
НДС	–	налог на добавленную стоимость
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ОЭЗ ТВТ	–	особая экономическая зона технико-внедренческого типа
ПАР	–	послеаварийный режим
ПГУ	–	парогазовая установка
ПП	–	переключательный пункт
ПС	–	(электрическая) подстанция
РДУ	–	диспетчерский центр системного оператора – региональное диспетчерское управление
РПН	–	устройство регулирования напряжения силового трансформатора под нагрузкой
РУ	–	(электрическое) распределительное устройство
СВ	–	секционный выключатель
сек.; сш	–	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
СН	–	среднее напряжение
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
ТГ	–	турбогенератор
ТНВ	–	температура наружного воздуха
ТП	–	технологическое присоединение

ТТ	–	трансформатор тока
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	тепловая электростанция
ТЭЦ	–	теплоэлектроцентраль
УНЦ	–	укрупненные нормативы цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства
ШР	–	шунтирующий реактор
ШСВ; МШВ	–	шиносоединительный выключатель
$S_{\text{длн}}$	–	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 2023–2028 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 2017–2021 годов. За отчетный принимается 2021 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 (2023–2028 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 2028 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 2028 года, в том числе:

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

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

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 0,4–220 кВ на территории г. Москвы и Московской области;

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

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

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Московской области

Энергосистема г. Москвы и Московской области связана с энергосистемами:

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

– Тульской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ): ВЛ 220 кВ – 4 шт., КВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 2 шт.;

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

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

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

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

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

– Костромской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ): КВЛ 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 2021 год приведен в таблице 1.

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

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 20 МВт	
АО «Воскресенские минеральные удобрения»	32

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 01.01.2022 составила 5189,55 МВт, в том числе: ГЭС – 47,37 МВт, ГАЭС – 1200 МВт, ТЭС – 3942,18 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 2021 год приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	5703,55	–	514,0	–	–	5189,55
ГЭС	47,37	–	–	–	–	47,37
ГАЭС	1200,0	–	–	–	–	1200,0
ТЭС	4456,18	–	514,0	–	–	3942,18

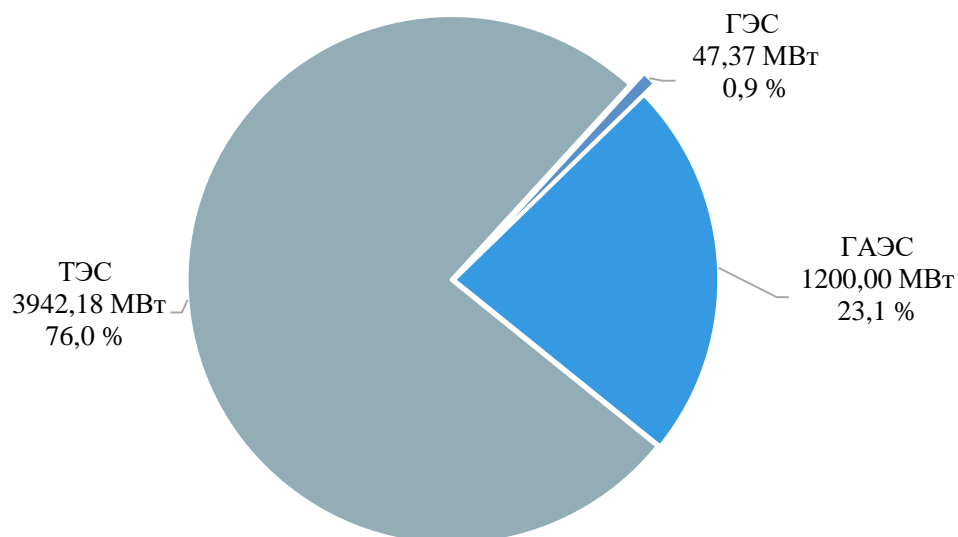


Рисунок 1 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, по состоянию на 01.01.2022

1.4 Факторный анализ динамики потребления электрической энергии и мощности за ретроспективный период на 5 лет

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

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	105452	108212	107694	106234	115485
Годовой темп прироста, %	0,11	2,62	-0,48	-1,36	8,71
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	102830	105649	105256	103778	112948
Годовой темп прироста, %	0,05	2,74	-0,37	-1,40	8,84
Максимум потребления мощности, МВт	17849	17505	17353	17205	19488
Годовой темп прироста, %	3,56	-1,93	-0,87	-0,85	13,27
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	5761	6035	6066	6032	5796

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	09.01 18:00	20.12 17:00	23.01 18:00	10.12 18:00	22.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-22,3	-9,7	-16,2	-9,1	-21,5
<i>в том числе Московская область</i>					
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	53421	54983	55096	55572	60533
Годовой темп прироста, %	1,31	2,92	0,21	0,86	8,93
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме	50799	52420	52658	53116	57996
Доля потребления электрической энергии Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	50,7	50,8	51,2	52,3	52,4
Годовой темп прироста, %	1,25	3,19	0,45	0,87	9,19
Потребление мощности, МВт	8720	8495	8510	8725	9867
Годовой темп прироста, %	3,97	-2,58	0,18	2,53	13,09
Доля потребления мощности Московской области в энергосистеме г. Москвы и Московской области, %	48,9	48,5	49,0	50,7	50,6
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	5826	6171	6188	6088	5878

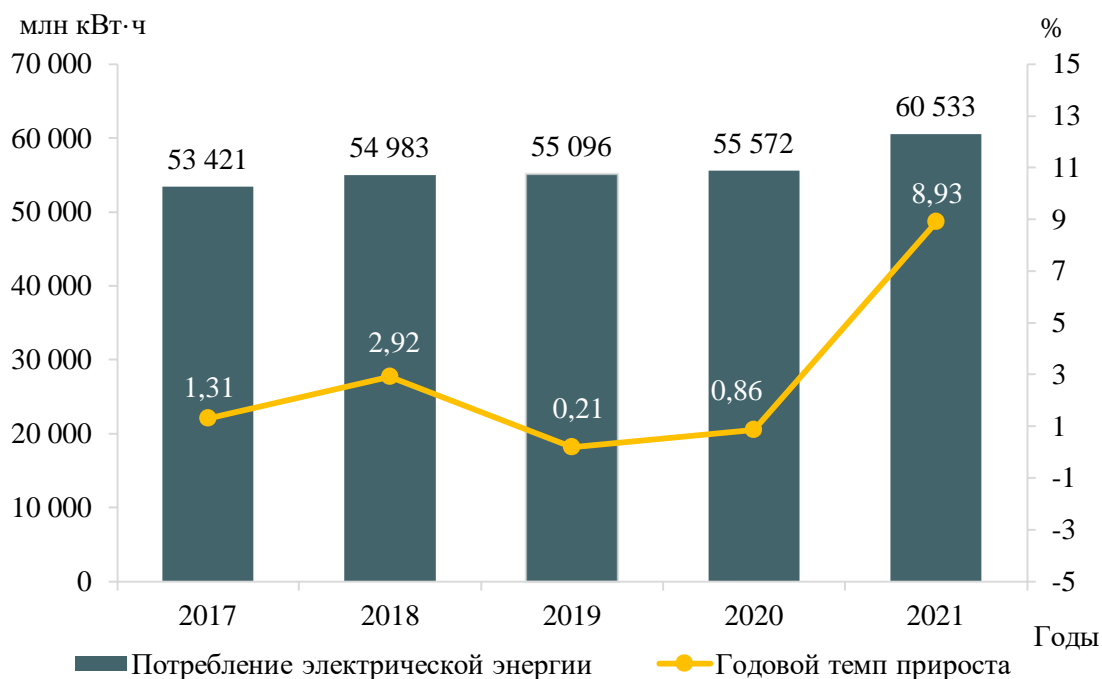


Рисунок 2 – Потребление электрической энергии энергосистемы Московской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

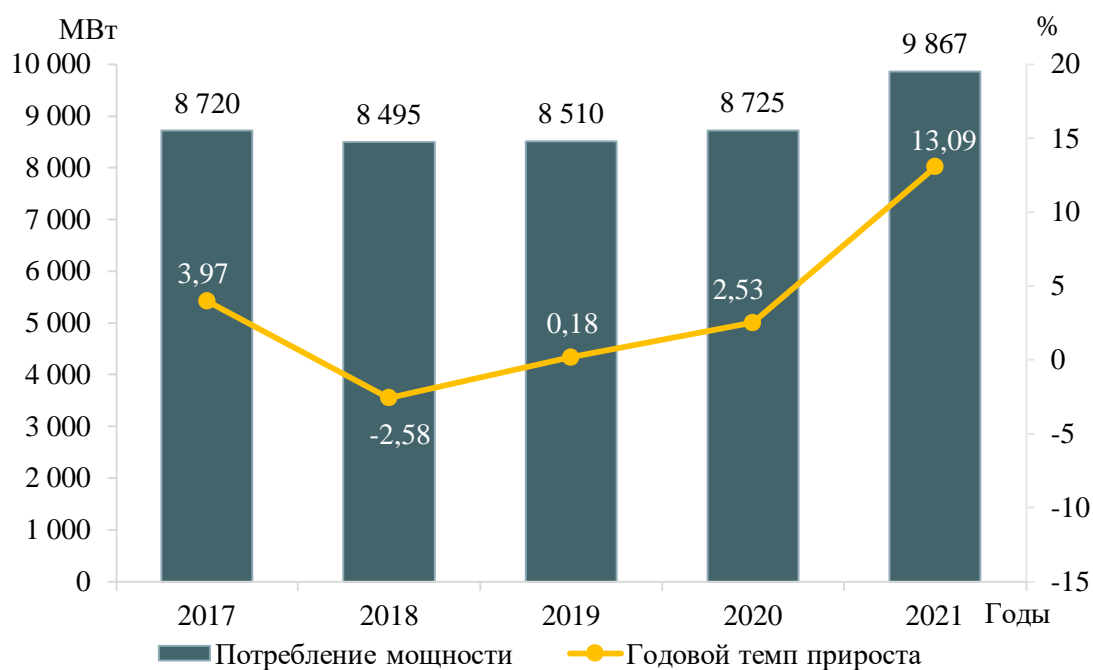


Рисунок 3 – Потребление мощности Московской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области выросло на 10152 млн кВт·ч и составило в 2021 году 115485 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 1,86 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,71 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2020 году и составило -1,36 %.

За период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области вырос на 1639 МВт и составил 19488 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,49 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 13,27 % в 2021 году, что обусловлено низкими ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности и снятием антиковидных ограничений; наибольшее снижение мощности зафиксировано в 2018 году и составило -1,93 %, обусловленное теплой зимой.

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии Московской области выросло на 7801 млн кВт·ч и составило 60533 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,80 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 8,93 % в 2021 году, наименьший годовой прирост зафиксирован в 2019 году и составил 0,21 %.

Доля Московской области в суммарном потреблении электрической энергии увеличилась с 50,7 % в 2017 году до 52,4 % в 2021 году (или на 1,7 процентных пункта).

За период 2017–2021 годов потребление мощности Московской области выросло на 1480 МВт и составило 9867 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 3,30 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 13,09 % в 2021 году и обусловлен, в основном, послаблением ограничительных эпидемиологических мер и значительно более низкой ТНВ. Наибольшее годовое снижение мощности

зафиксировано в 2018 году и составило -2,58 %, обусловленное более теплой ТНВ в период прохождения максимума потребления мощности.

Доля Московской области в максимальном потреблении мощности энергосистемы за ретроспективный период повысилась с 48,9 % до 50,6 % (или на 0,7 процентных пункта).

Режим электропотребления Московской области более плотный по сравнению с режимом энергосистемы г. Москвы и Московской области в целом, что объясняется преобладанием в структуре электропотребления обрабатывающих производств с полунепрерывным режимом работы.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- значительной разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- снижением потребления предприятиями обрабатывающих производств;
- увеличением потребления объектами железнодорожного транспорта, в том числе вводом МЦД-1 и МЦД-2;
- ростом потребления в сфере услуг;
- вводом новых потребителей, в том числе объектов жилищного строительства, торговых и офисных центров.

1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет

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	ВЛ 220 кВ Шибаново – Кроношпан Выполнение захода ВЛ 220 кВ Стачка – Шибаново на ПС 220 кВ Кроношпан	ПАО «Россети»	2017	0,09 км
2	220 кВ	ВЛ 220 кВ Кроношпан – Стачка Выполнение захода ВЛ 220 кВ Стачка – Шибаново на ПС 220 кВ Кроношпан	ПАО «Россети»	2017	0,09 км
3	220 кВ	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Голутвин с отпайкой на ПС Сельская Выполнение захода ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Голутвин на ПС 220 кВ Сельская	ПАО «Россети»	2017	1,2 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
4	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с отпайками Замена опор и проводов (АС-150 на АС-150) в пролете опор №49-52, №42-45	ПАО «Россети Московский регион»	2017	25,12 км
5	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Шереметьево-Жостово с отпайкой на ПС Аксаково	ПАО «Россети Московский регион»	2017	32,59 км
6	110 кВ	Строительство новой КВЛ 110 кВ Уча-Долгопрудная	ПАО «Россети Московский регион»	2017	27,2 км
7	110 кВ	ВЛ 110 кВ Макеево – Маслово Замена провода в пролете опор №47-57	ПАО «Россети Московский регион»	2017	16,4 км
8	220 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 220 кВ Сельская от ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Федино	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2,87 км
9	110 кВ	ВЛ 110 кВ Алабушево – Поварово. Замена провода АС-150/24 на АС-240/32	ПАО «Россети Московский регион»	2018	0,6 км
10	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
11	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
12	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
13	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
14	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
15	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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
16	110 кВ	ВЛ 110 кВ Тёплый Стан – Передельцы I цепь. Замена провода АС-150 на АС-240	ПАО «Россети Московский регион»	2018	0,04 км
17	110 кВ	ВЛ 110 кВ Чанки – Пески. Замена провода М-95 на АС-150/240	ПАО «Россети Московский регион»	2018	12,6 км
18	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
19	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	–
20	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
21	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Медведевская I цепь. 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	3,75 км
22	110 кВ	КВЛ 110 кВ Очаково – Медведевская II цепь. 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	–

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
23	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
24	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
25	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Аэропорт – Долгопрудная № 1	ПАО «Россети Московский регион»	2018	6,08 км
26	110 кВ	Строительство новой КЛ 110 кВ Аэропорт – Долгопрудная № 2	ПАО «Россети Московский регион»	2018	6,08 км
27	110 кВ	ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с отпайками. Замена провода АС-150 На АС-150	ПАО «Россети Московский регион»	2019	8,23 км
28	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Мичурино от ВЛ 110 кВ Октябрьская – Омега	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,4 км
29	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Мичурино от ВЛ 110 кВ Октябрьская – Эра	ПАО «Россети Московский регион»	2019	0,37 км
30	110 кВ	ВЛ 110 кВ Электроугли – Малаховка с отпайками. Замена провода АС-150 На АС-150	ПАО «Россети Московский регион»	2019	8,23 км
31	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
32	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
33	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
34	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
35	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
36	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
37	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
38	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
39	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
40	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
41	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
42	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
43	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
44	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
45	110 кВ	ВЛ 110 кВ Орево – Экран. Замена провода АС-120/19 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2021	0,33 км
46	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
47	110 кВ	ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск. Замена провода М-70 на АС-150/24	ПАО «Россети Московский регион»	2021	6,83 км
48	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
49	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

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	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Кротошпан	Абонентская	2017	2×63 МВА
2	220	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Латышская	Абонентская	2017	16 МВА
3	220	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Сельская	Абонентская	2017	80 МВА
4	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Латышская	Абонентская	2018	16 МВА
5	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Федино	ПАО «Россети»	2018	125 МВА
6	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Ядрошино	ПАО «Россети Московский регион»	2018	63 МВА
7	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Дарьино	ПАО «Россети Московский регион»	2018	40,5 МВА
8	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Истомкино	ПАО «Россети Московский регион»	2018	40 МВА
9	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Клязьма	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2×63 МВА
10	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Медведевская	ПАО «Россети Московский регион»	2018	2×80 МВА
11	500 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Чагино	ПАО «Россети»	2019	250 МВА
12	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
13	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Дальняя	ПАО «Россети»	2019	40 МВА
14	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2019	2×250 МВА
15	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Азотная	Абонентская	2019	63 МВА
16	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Волоколамск	ПАО «Россети Московский регион»	2019	25 МВА
17	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Мичурино	ОАО «РЖД»	2019	2×25 МВА
18	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Пернатово	ПАО «Россети Московский регион»	2019	25 МВА
19	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Поварово	ПАО «Россети Московский регион»	2019	2×40 МВА
20	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Ока	ПАО «Россети»	2019	2×63 МВА
21	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Дальняя	ПАО «Россети»	2020	40 МВА
22	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Стекольная	Абонентская	2020	25 МВА
23	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Темпы	ПАО «Россети»	2020	200 МВА 25 МВА
24	110 кВ	Установка трансформатора на ПС 110 кВ Волоколамск	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
25	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Дарьино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	80 МВА

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
26	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Топканово	ПАО «Россети Московский регион»	2020	10 МВА
27	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Хомутово	ПАО «Россети Московский регион»	2020	25 МВА
28	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Ядрошино	ПАО «Россети Московский регион»	2020	63 МВА
29	500 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2021	2×500 МВА
30	500 кВ	Установка трансформаторов на ПС 500 кВ Ногинск	ПАО «Россети»	2021	2×500 МВА
31	220 кВ	Замена трансформаторов на ПС 220 кВ Ока	ПАО «Россети»	2021	2×200 МВА
32	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Радищево	ПАО «Россети»	2021	125 МВА
33	220 кВ	Установка трансформаторов на ПС 220 кВ Темпы	ПАО «Россети»	2021	200 МВА 25 МВА
34	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 500 кВ Пахра	ПАО «Россети»	2021	100 МВА
35	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Пролетарий	ПАО «Россети Московский регион»	2021	2×16 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 500 кВ Трубино, ПС 220 кВ Уча, ПС 110 кВ Роса, Пушкино, Клязьма, Речная;

– энергорайон расположения ПС 750 кВ Грибово, ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Волоколамск, Сычи, Анино, Шаховская, Лотошино, Газовая.

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 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 ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Бугры – Столбовая и ВЛ 110 кВ Никоново – Столбовая превышает ДДТН на величину до 10 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 7 МВт	Едиичная ремонтная схема (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в послеаварийной схеме	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Бугры – Столбовая составляет 358 А (102 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 353 А (ошиновка на ПС 110 кВ Столбовая). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Никоново – Столбовая составляет 388 А (110 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 353 А (ошиновка на ПС 110 кВ Столбовая)	Отсутствуют	Сооружение КВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя II цепь	Отсутствуют	Да
В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Бугры – Столбовая и ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя (в схеме ремонта нагрузка на ПС 110 кВ Добрыниха и ПС 110 кВ Прудная переведена с Т-2 на Т-1, нагрузка на ПС 110 кВ Повадино переведена с Т-1 на Т-2) расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Добрыниха – Столбовая превышает ДДТН на величину до 11,7 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 8,7 МВт	Двойная ремонтная схема (свыше 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше М ДН в послеаварийной схеме ¹⁾	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Добрыниха – Столбовая составляет 450 А (111,7 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 403 А (ошиновка на ПС 110 кВ Столбовая)	Отсутствуют	Сооружение КВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя II цепь	Отсутствуют	Да
В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Бор – Добрыниха с отпайками и ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Бугры – Столбовая превышает ДДТН на величину до 11 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 8 МВт	Двойная ремонтная схема (свыше 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше М ДН в послеаварийной схеме ¹⁾	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Бугры – Столбовая составляет 447 А (111 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 403 А (ошиновка на ПС 110 кВ Столбовая)	Превентивно в ремонтной схеме: перевод питания потребителей с Т-2 на Т-1 на ПС 110 кВ Добрыниха	Сооружение КВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя II цепь	Отсутствуют	Да

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

2.1.2 Энергорайон расположения ПС 500 кВ Трубино, ПС 220 кВ Уча, 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 500 кВ Трубино, ПС 220 кВ Уча, 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 500 кВ Трубино, ПС 220 кВ Уча, ПС 110 кВ Роса, Пушкино, Клязьма, Речная

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, температурные условия, риски неисполнения параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -26 °С в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Уча – Роса расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Клязьма – Пушкино и ВЛ 110 кВ Новые Подлипки – Тополь превышает ДДТН на величину до 18,1 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 4 МВт</p>	<p>Единая ремонтная схема (свыше 20 минут после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в послеаварийной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Клязьма – Пушкино составляет 674 А (102,4 % от ДДТН).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 658 А (ошиновка на ПС 110 кВ Пушкино).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Новые Подлипки – Тополь составляет 686 А (118,1 % от ДДТН).</p> <p><i>Допустимые параметры:</i> 581 А (провод ЛЭП)</p>	<p>Превентивно в нормальной схеме: на ПС 220 кВ Хвойная отключен ЭВ 110 кВ АТ-1; на ПС 110 кВ Клязьма включены БСК-1, БСК-2</p>	<p>Сооружение одной КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>

2.1.3 Энергорайон расположения ПС 750 кВ Грибово, ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Волоколамск, Сычи, Анино, Шаховская, Лотошино, Газовая

В таблице 27 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 750 кВ Грибово, ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Волоколамск, Сычи, Анино, Шаховская, Лотошино, Газовая.

Таблица 8 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона расположения ПС 750 кВ Грибово, ПС 220 кВ Луч, ПС 110 кВ Чеховская, Пернатово, Ядрошино, Румянцево, Давыдково, Чисмена, Волоколамск, Сычи, Анино, Шаховская, Лотошино, Газовая

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуация, температурные условия, риски неисполнения (прогнозируемое недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима), а также объем ГАО, необходимых для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений	Рассматриваемая схемно-режимная ситуация и требование к параметрам режима	Риски для энергосистемы (элементы, в которых прогнозируется недопустимое изменение параметров режима)	Схемно-режимные мероприятия	Технические решения (мероприятие), позволяющие ввести параметры в область допустимых значений	Альтернативные технические решения	Наличие технического решения (мероприятия) в утвержденной инвестиционной программе субъекта электроэнергетики
<p>В зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -26 °С в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Волоколамск – Панфиловская расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отпайкой на ПС Чеховская на участке от ПС 220 кВ Луч до отпайки на ПС 110 кВ Чеховская и ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отпайкой на ПС Чеховская на участке от отпайки на ПС 110 кВ Чеховская до ПС 110 кВ Пернатово превышает ДДТН на величину до 21,5 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 77,9 МВт</p>	<p>Едиичная ремонтная схема, в том числе схема после нормативного возмущения (свыше 20 мин после нормативного возмущения в нормальной схеме) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжения выше МДН в едиичной ремонтной схеме</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отпайкой на ПС Чеховская на участке от ПС 220 кВ Луч до отпайки на ПС 110 кВ Чеховская составляет 726 А (121,1 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 600 А (разъединитель на ПС 220 кВ Луч).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отпайкой на ПС Чеховская на участке от отпайки на ПС 110 кВ Чеховская до ПС 110 кВ Пернатово составляет 706 А (121,5 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 581 А (ошиновка на ПС 110 кВ Пернатово).</p> <p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Ядрошино – Пернатово составляет 585 А (100,6 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 581 А (ВЧ-заградитель и ТТ на ПС 110 кВ Пернатово)</p>	<p>Превентивно в нормальной схеме: отключен ШСЭВ 110 кВ на ПС 110 кВ Ядрошино</p>	<p>Сооружение ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>
<p>В летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной ТНВ +18 °С в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Грибово – Волоколамск I цепь и 4 сек. 110 кВ ПС 750 кВ Грибово расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отпайкой на ПС Чеховская на участке от отпайки на ПС 110 кВ Чеховская до ПС 110 кВ Пернатово превышает ДДТН на величину до 11,7 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 11,4 МВт</p>	<p>Двойная ремонтная схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в послеаварийной схеме¹⁾</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отпайкой на ПС Чеховская на участке от отпайки на ПС 110 кВ Чеховская до ПС 110 кВ Пернатово составляет 541 А (111,7 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 483,8 А (ошиновка на ПС 110 кВ Пернатово)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Сооружение ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>
<p>В летний режим максимальных нагрузок при среднемесячной ТНВ +18 °С в случае вывода в ремонт ВЛ 110 кВ Луч – Пернатово с отпайкой на ПС Чеховская и 4 сек. 110 кВ ПС 750 кВ Грибово расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Грибово – Волоколамск I цепь превышает ДДТН на величину до 9 %.</p> <p>Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 9,8 МВт</p>	<p>Двойная ремонтная схеме (свыше 20 минут после нормативного возмущения) / Отсутствие превышения ДДТН, напряжение выше МДН в послеаварийной схеме¹⁾</p>	<p>Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Грибово – Волоколамск I цепь составляет 529 А (109 % от ДДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 483,8 А (воздушный участок ЛЭП)</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Сооружение ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино</p>	<p>Отсутствуют</p>	<p>Да</p>

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

2.2 Предложения сетевых организаций по уточнению перечня мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ

В соответствии с предложениями территориальных 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 из нормальной схемы 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
2017	20.12.2017	0,2
	21.06.2017	14,6
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

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Московский регион»

По данным ПАО «Россети Московский регион» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения

рисков ввода ГАО. В таблице 10 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 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 в энергосистеме.

№ п/п	Наименование ЦП	Класс напряжения ЦП, кВ	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	U _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Соловьево	110/-/10	T-1	ТДН-10000/110	115/10	10	1978	95	5,65	6,68	2,39	7,31	8,32	2,89	2,46	2,96	3,75	7,41	0
			T-2	ТДН-10000/110-70У1	115/10	10	1978	89	3,82	5,87	4,11	6,59	6,63	2,91	2,35	2,94	3,11	6,08	
2	ПС 110 кВ Клин	110/35/6	T-1	ТДТН-63000/110	115/38,5/6,6	200	1995	91	32,31	39,08	35,61	36,96	43,39	24,97	24,86	21,79	27,81	42,39	0,94
			T-2	ТДТН-63000/110-У1	115/38,5/6,6	200	1995	91	39,51	42,63	36,64	42,02	38,32	25,42	21,95	24,8	27,24	36,43	
3	ПС 110 кВ Прудная	110/-/10	T-1	ТДН-16000/110/11	115/11	16	2002	90	9,17	10,93	9,66	11,89	13,21	5,36	6,27	6,45	6,42	12,42	0
			T-2	ТДН-16000/110/11	115/11	16	2002	87	12,42	13,88	13,32	13,25	12,79	7,05	8,12	8,73	7,11	11,61	
4	ПС 110 кВ Ям	110/-/10	T-1	ТДН-16000/110	115/11	16	1980	83	10,8	12,04	8,62	9,91	13,71	3,98	5,25	6,44	6,54	12,5	0
			T-2	ТДН-16000/110	115/11	16	1980	91	10,92	11,49	11,99	14,56	12,14	6,34	5,91	5,66	5,85	11,55	
5	ПС 110 кВ Стрелецкая	110/35/10	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	115/36,5/11	25	1976	87	16,17	16,76	18,77	21,49	20,61	8,91	10,2	8,86	15,5	17,61	0
			T-2	ТДТН-25000/110/35/10	115/36,5/11	25	1976	87	10,63	12,76	11,22	12,85	14,85	7,9	7,68	9,3	7,34	12,3	
6	ПС 110 кВ Прогресс	110/10	T-1	ТРДМ-25000/110	115/11/11	25	1999	85	н/д	19,25	н/д	18,92	14,54	н/д	н/д	н/д	12,74	14,54	0,9
			T-2	ТРДМ-25000/110	115/11/11	25	1973	91	н/д	19,25	н/д	12,35	16,13	н/д	н/д	н/д	13,44	11,15	
7	ПС 110 кВ Дзержинская	110/6	T-1	ТРДН-25000/110	115/6,3/6,3	25	1973	84	н/д	н/д	н/д	12,95	8,58	н/д	н/д	н/д	10,86	9,8	0
			T-2	ТДТН-25000/110	115/11/6,6	25	1989	79	н/д	н/д	н/д	14,93	12,66	н/д	н/д	н/д	15,2	10,69	
8	ПС 110 кВ Пущино	110/35/10	T-1	ТДТН-20000/110/35/11	110/38,5/11	20	1966	83	н/д	н/д	н/д	12,46	7,87	н/д	н/д	н/д	10,93	7,89	1,955
			T-2	ТДНГ-20000/110/10,5	112/10,5	20	1966	81	н/д	н/д	н/д	13,34	8,53	н/д	н/д	н/д	14,36	9,01	

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

№ п/п	Наименование ЦП	Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С						
						-20	-10	0	10	20	30	40
1	ПС 110 кВ Соловьево	T-1	ТДН-10000/110-70	1978	95	1,2	1,2	1,15	1,08	1,01	0,91	0,82
		T-2	ТДН-10000/110-70У1	1978	89	1,2	1,2	1,15	1,08	1,01	0,91	0,82
2	ПС 110 кВ Клин	T-1	ТДТН-63000/110	1995	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-63000/110-У1	1995	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
3	ПС 110 кВ Прудная	T-1	ТДН-16000/110/11	2002	90	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТДН-16000/110/11	2002	87	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
4	ПС 110 кВ Ям	T-1	ТДН-16000/110	1980	83	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТДН-16000/110	1980	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
5	ПС 110 кВ Стрелецкая	T-1	ТДТН-25000/110/35/10	1976	87	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110/35/10	1976	87	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
6	ПС 110 кВ Прогресс	T-1	ТРДМ-25000/110	1999	85	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,08
		T-2	ТРДМ-25000/110	1973	91	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
7	ПС 110 кВ Дзержинская	T-1	ТРДН-25000/110	1973	84	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТДТН-25000/110	1989	79	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
8	ПС 110 кВ Пущино	T-1	ТДТН-20000/110/35/11	1966	83	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82
		T-2	ТДНГ-20000/110/10,5	1966	81	1,2	1,2	1,15	1,08	1,0	0,91	0,82

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										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Соловьево	2021	14,95	ПС 110 кВ Соловьево	Администрация Одинцовского городского округа Московской области	38-22-302-69196(171213)	-	2023	0,22	0	0,4	0,022	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97	14,97
2	ПС 110 кВ Ям	2021	25,85	ПС 110 кВ Ям	Муниципальное унитарное предприятие «Видновское производственно-тех»	Ю8-21-303-37014(269265)	03.03.2021	2023	0,149	0	0,4	0,015	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87	25,87
3	ПС 110 кВ Прогресс	2018	38,5	ПС 110 кВ Прогресс	ООО «НИСА» (ранее ООО «СМУ-29»)	ИА-16-302-307(921142)	15.07.2016	2023	10	0	10	4	54,44	54,44	54,44	54,44	54,44	54,44
				ПС 110 кВ Прогресс	АО «ЭЛЭКС» (Электросеть-эксплуатация) (ФСБ РФ)	ИА-10-302-7351(919936)	15.12.2010	2023	2,886	0	10	1,15						
				ПС 110 кВ Прогресс	ООО «Главстрой-СПб»	ИА-15-349-14(911782)	31.12.2015	2023	23	0	10	9,2						
4	ПС 110 кВ Пушино	2020	25,80	ПС 110 кВ Пушино	ООО «Туровский тепличный комплекс»	ИА-17-302-393(908832)	16.10.2017	2023	1	0	10	0,40	26,99	26,99	26,99	26,99	26,99	26,99
				ПС 110 кВ Пушино	ООО «ЮГ АГРОИНВЕСТ»	ИА-20-302-2597(863901)	22.09.2020	2023	0,95	0	10	0,67						
				ПС 110 кВ Пушино	Цыганкова Ирина Глебовна	ИА-21-323-6379(714348)	23.06.2021	2023	0,005	0	10	0,001						

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 14,95 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 128,9 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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 0,22 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,022 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 14,97 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 129,05 % от $S_{ддн}$, что превышает $S_{ддн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Соловьево ниже уровня $S_{ддн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Соловьево расчетный объем ГАО составит 3,37 МВА.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{персп}^{тр} = 14,95 + 0,022 + 0 - 0 = 14,95 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 14,97 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

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

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

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 2021 года и составила 81,71 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 111,8 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

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

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение не планируется подключение энергопринимающих устройств. Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 80,77 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110,5 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Клин ниже уровня $S_{длн}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Клин расчетный объем ГАО составит 7,69 МВА.

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

$$S_{персп}^{тр} = 81,71 + 0 + 0 - 0,94 = 80,77 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 80,77 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 и Т-2 2×63 МВА на 2×80 МВА.

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

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 2020 года и составила 26 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 130 % от $S_{длн}$, что превышает $S_{длн}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение не планируется подключение энергопринимающих устройств. Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 26 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 130 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 26 + 0 + 0 - 0 = 26 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 26 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».

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 2021 года и составила 25,85 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 139,3 % 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 1,149 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,015 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 25,87 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 139,4 % 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 7,31 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 25,85 + 0,015 + 0 - 0 = 25,87 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 25,87 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Стрелецкая.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 35,46 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122,3 % 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 $-2,4 \text{ }^\circ\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,16.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение не планируется подключение энергопринимающих устройств. Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 35,46 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов загрузка оставшегося в работе трансформатора составит 122,3 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Стрелецкая ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Стрелецкая расчетный объем ГАО составит 6,46 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 35,46 + 0 + 0 - 0 = 35,46 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 35,46 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».

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 38,5 МВА. В ПАР отключения Т-1(2) загрузка Т-2(1) составит 123,2 % от $S_{\text{ддн}}$ для Т-1 и 129,4 % от $S_{\text{ддн}}$ для Т-2, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-8,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет: Т-1 – 1,25; Т-2 – 1,19.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 0,9 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 35,89 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 14,35 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 51,95 МВА. Таким образом, в ПАР отключения Т-1(2) загрузка Т-2(1) составит 166,2 % от $S_{\text{ддн}}$ для Т-1 и 174,6 % от $S_{\text{ддн}}$ для Т-2, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения загрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Прогресс ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения Т-1 на ПС 110 кВ Прогресс расчетный объем ГАО составит 22,2 МВА. В случае аварийного отключения Т-2 на ПС 110 кВ Прогресс расчетный объем ГАО составит 20,7 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{ТР}} = 38,5 + 14,35 + 0 - 0,9 = 51,95 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 51,95 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Дзержинская.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила

27,88 МВА. В ПАР отключения Т-2(Т-1) нагрузка Т-1(Т-2) составит 95,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение не планируется подключение энергопринимающих устройств. Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 27,88 МВА. Таким образом, в ПАР отключения Т-2(Т-1) нагрузка Т-1(Т-2) составит 95,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Таким образом, в соответствии с представленными ПАО «Россети Московский регион» данными, замена трансформаторов на ПС 110 кВ Дзержинская не требуется.

ПС 110 кВ Пущино.

Согласно данным в таблицах 10, 11, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2020 года и составила 25,8 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 110,4 % 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 $-3,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

При аварийном отключении возможен перевод нагрузки в объеме 1,955 МВА на другие центры питания.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 1,95 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,07 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 24,92 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 106,45 % от $S_{\text{ддн}}$, что превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Пущино ниже уровня $S_{\text{ддн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110 кВ Пущино расчетный объем ГАО составит 1,56 МВА

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,8 + 1,07 + 0 - 1,955 = 24,92 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 24,92 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим

большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Согласно утвержденным ТУ на ТП энергопринимающих устройств Администрации городского округа Пушкино к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» (№ И-18-00-960261/102) планируется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

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 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 года 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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

По данным филиала ПАО «Россети Московский регион» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше. Указанные предложения приведены в таблице 13.

Обоснования необходимости реализации предложений, приведенных в таблице 3.1, не предоставлено, а также данные предложения отсутствуют в СиПР г. Москвы [3]. Включение приведенных мероприятий в перечни мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше в рамках разработки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России возможно при предоставлении обосновывающих расчетов или договоров об осуществлении ТП энергопринимающих устройств потребителей, в которых присутствуют данные мероприятия. Приведенные в таблице 13 мероприятия далее не учитываются.

Таблица 13 – Предложения ПАО «Россети Московский регион» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование мероприятия	Год ввода	Технические характеристики объекта	Стоимость объекта, млн руб. (с НДС)	Основание для выполнения мероприятия
1	Реконструкция ПС 110 кВ Рогачево с заменой трансформаторов 2х10 МВА на 2х25 МВА	2027	50 МВА	373,2020	Постановление губернатора Московской области А.Ю. Воробьева от 30.04.2020 № 217-ПГ «Об утверждении Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Московской области на период 2021-2025 гг.» Приложение 6. Табл. 1, пункт 2
2	Реконструкция ПС 110 кВ Красково с установкой трансформаторов 2х40 МВА, 2х40МВА	2027	160 МВА	1072,3591	Осуществление технологического присоединения
3	Реконструкция ПС 110 кВ Мамоново с заменой трансформаторов мощностью 2х40 МВА на 2х63 МВА	2023	126 МВА	137,9190	Осуществление технологического присоединения
4	Реконструкция ПС 110 кВ Шаховская с заменой трансформаторов 2х15 МВА и 1х10 МВА на 2х25 МВА	2027	50 МВА	133,6455	Постановление губернатора Московской области А.Ю. Воробьева от 30.04.2020 № 217-ПГ «Об утверждении Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Московской области на период 2021-2025 гг.» Приложение 6. Табл. 1, пункт 50
5	Реконструкция ПС 110 кВ №316 Дарьино с заменой трансформаторов 1х25МВА и 1х40 МВА, на 2х80 МВА	2022	160 МВА	1311,3269	Осуществление технологического присоединения
6	Реконструкция ПС 110 кВ Клязьма с установкой трансформаторов 2х63МВА	2022	63 МВА	484,8598	Осуществление технологического присоединения

2.2.1.2 ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова»

По данным ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения рисков ввода ГАО. В таблице 14 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов по рассматриваемым ПС, в таблице 15 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов на перспективный период, в таблице 16 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания.

Также в разделе актуализирован анализ загрузки центров питания, рекомендованных к реконструкции с увеличением трансформаторной мощности в СиПР Московской области [4].

Таблица 14 – Фактическая нагрузка 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 _{ном} обмоток трансформатора, кВ	S _{ном} , МВА	Год ввода в эксплуатацию	ИТС	Фактическая нагрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая нагрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110 кВ Тураево	110/6	T-1	ТНД-40000/110 У1	115/6,6	40	2013	н/д	10,34	29,03	20,89	2,99	20,94	1,47	27,49	28,42	34,63	2,99	0
			T-2	ТНД-40000/110 У1	115/6,6	40	2013	н/д	2,92	13,38	19,04	0,59	15,26	0,91	24,35	5,4	16,45	0,59	
			T-3	ТНД-40000/110 У1	115/6,6	40	2013	н/д	8,11	18,27	0	2,99	25,53	1,38	138,54	28,18	22,12	3,12	
			T-4	ТНД-40000/110 У1	115/6,6	40	2013	н/д	2,38	11,21	0	1,04	3,65	1,35	84,29	13,66	1,06	1,04	
2	ПС 220 кВ Мячково	220/110/6	T-1	ТДНГ-31500/110	115/6,6	31,5	1966	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	0
			T-2	ТДНГ-31500/110	115/6,6	31,5	1966	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
			T-3	ТДНГ	115/11/6,6	40,5	1966	н/д	8,56	8,96	8,9	8,12	8,4	6,67	7,46	6,11	5,59	4,82	
			T-6	ТРДЦН-100000/220-81У1	115/11/11	100	1986	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	
			T-7	ТРДЦН-100000/220-81У1	115/11/11	100	1986	н/д	0,46	0,5	0,31	0,34	0,32	0,46	53,48	43,65	37,9	0,26	

Таблица 15 – 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 Тураево	T-1	ТНД-40000/110 У1	2013	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,108
		T-2	ТНД-40000/110 У1	2013	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,108
		T-3	ТНД-40000/110 У1	2013	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,108
		T-4	ТНД-40000/110 У1	2013	н/д	1,25	1,25	1,25	1,25	1,2	1,15	1,108
2	ПС 220 кВ Мячково	T-1	ТДНГ-31500/110	1966	н/д	1,2	1,2	1,15	1,07	1,01	0,91	0,82
		T-2	ТДНГ-31500/110	1966	н/д	1,2	1,2	1,15	1,07	1,01	0,91	0,82
		T-3	ТДНГ	1966	н/д	1,2	1,2	1,15	1,07	1,01	0,91	0,82
		T-6	ТРДЦН-100000/220-81У1	1986	н/д	1,2	1,2	1,15	1,07	1,01	0,91	0,82
		T-7	ТРДЦН-100000/220-81У1	1986	н/д	1,2	1,2	1,15	1,07	1,01	0,91	0,82

Таблица 16 – 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										2023	2024	2025	2026	2027	2028
1	ПС 110 кВ Тураево	2019	75,66 ¹⁾	ПС 110 кВ Тураево	ООО «Гера»	106	25.12.2018	2023	0,2	0	0,4	0,08	77,35	77,35	77,35	77,35	77,35	77,35
				ПС 110 кВ Тураево	ООО «Строймонтаж»	01	07.02.2021	2024	0,1	0	0,4	0,04						
				ПС 110 кВ Тураево	ООО «Мясная Мануфактура Лыткарино»	081-23/20-05	18.08.2020	2024	2	0	6	0,8						
				ПС 110 кВ Тураево	АО ТМКБ «Союз»	081-23/21-04	09.06.2021	2024	1,15	0	6	0,46						
				ПС 110 кВ Тураево	ООО «Авиаспецмонтаж Т»	081-23/21-29	06.10.2021	2023	0,35	0	0,4	0,14						
2	ПС 220 кВ Мячково	2020	60,94	ПС 220 кВ Мячково	ООО «Славянское подворье Л»	29	08.11.2011	2023	6	0	10	2,4						
				ПС 220 кВ Мячково	ООО «Самолет-Прогресс»	6801-400	04.09.2015	2023	7	0	10	2,8						

№ 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										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 220 кВ Мячково	ООО «Самолет-Прогресс»	СП-205-21	24.09.2021	2023	4,96	0	10	1,984						
				ПС 220 кВ Мячково	ООО «Самолет-Прогресс»	СП-206-21	24.09.2021	2023	4,96	0	10	1,984						

Примечание – ¹⁾ Нагрузка в день летнего контрольного замера 2018 года сильно выше остальных контрольных измерений за последние 5 лет и не является характерной. К рассмотрению принимается нагрузка в день летнего контрольного замера 2019 года – 75,66 МВА.

ПС 110 кВ Тураево.

Согласно данным в таблицах 14, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2019 года и составила 75,66 МВА. В ПАР отключения Т-1(2) загрузка Т-2(1) составит 70,5 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов. В ПАР Т-3(4) загрузка Т-4(3) составит 87,2 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

Нагрузка в отчетный период летнего контрольного замера 2018 года сильно выше остальных контрольных измерений за последние 5 лет и не является показательным.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +22,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,2.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 3,68 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 1,69 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 77,35 МВА. Таким образом, в ПАР отключения Т-1(2) загрузка Т-2(1) составит 72 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов. В ПАР Т-3(4) загрузка Т-4(3) составит 88,75 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 75,66 + 1,69 + 0 - 0 = 77,35 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в соответствии с представленными ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова» данными, замена трансформаторов на ПС 110 кВ Тураево не требуется. Предложенная ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова» замена трансформаторов 4×40 МВА на 4×40 МВА не обоснована.

ПС 220 кВ Мячково.

Согласно данным в таблицах 14, 16, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в летний контрольный замер 2018 года и составила 60,94 МВА. В ПАР отключения Т-7(6) загрузка Т-6(7) составит 53 % 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 +22,1 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,01.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 22,92 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 10,19 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и возможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по

сети 6–35 кВ может составить 71,13 МВА. Таким образом, в ПАР отключения Т-7(6) нагрузка Т-6(7) составит 69,4 % от $S_{\text{ддн}}$, что не превышает $S_{\text{ддн}}$ трансформаторов.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 60,94 + 10,19 + 0 - 0 = 71,13 \text{ МВА.}$$

Таким образом, в соответствии с представленными ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова» данными, замена трансформаторов на ПС 220 кВ Мячково не требуется. Предложенная ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова» установка на ПС 220 кВ Мячково дополнительных трансформаторов 1×100 МВА и 1×160 МВА не обоснована.

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

2.2.2.1 ПАО «Россети Московский регион»

По данным ПАО «Россети Московский регион» рассмотрены предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. Указанные предложения приведены в таблице 17.

Ввиду отсутствия обосновывающих материалов, а также утвержденных ТУ на ТП к представленным в таблице 17 мероприятиям, данные предложения далее не учитываются.

Таблица 17 – Варианты строительства/реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и ниже

№ п/п	Р – реконструкция Н – нов. строительство	Напряжение, кВ	Наименование мероприятия	Год ввода объекта (рекомендуемый)	Существующие технические характеристики объектов	Технические характеристики объектов	Стоимость в базовых ценах (на 01.01.2018), млн руб. (без НДС)	Стоимость в ценах 2 кв. 2022 года, млн руб. (с НДС)	Основание для выполнения мероприятия
1	Р	110	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кукарино – Лидино (28 км; 56 000 п.м.)	2026	н/д	28 км	н/д	367,77	Перспективное развитие сети путем реконструкции существующих высоковольтных объектов
2	Р	110	Реконструкция ВЛ 110 кВ (переустройство ВЛ 110 кВ Н. Подлипки – Тополь, ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки), в т. ч. ПИР, МО, Мытищинский р-н, Мытищи-Болшево	2023	н/д	0,6 км	н/д	62,08	Высвобождение земельного участка заявителя
3	Р	110	Реконструкция ВЛ 110 кВ Румянцево – Ядрошино, ВЛ 110 кВ Панфиловская – Чисмена, ВЛ 110 кВ Румянцево – Чисмена с отп. и сооружение ВЛ 110 кВ Ядрошино – Панфиловская, МО, Волоколамский р-н, Истринский р-н (102,46 км; 102 460 п.м.)	2026	н/д	102,46 км	н/д	877,28	Осуществление технологического присоединения

2.2.2.2 ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова»

По данным ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова» рассмотрены предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже. Указанные предложения приведены в таблице 18.

Ввиду отсутствия обосновывающих материалов, а также утвержденных ТУ на ТП к представленным в таблице 18 мероприятиям, данные предложения далее не учитываются.

Таблица 18 – Предложения ФАУ «ЦИАМ им. П.И. Баранова» по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ и выше

№ п/п	Наименование мероприятия	Год ввода	Технические характеристики объекта	Стоимость объекта, млн руб. (с НДС)	Основание для выполнения мероприятия
1	Строительство ПС 110 кВ Заречная	2025	2×25 МВА	н/д	Строительство новой ПС

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.

2.3 Описание мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше

Новая 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 спетления ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород. Реализация мероприятий планируется в 2023 году.

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 (2024 год):

– сооружение Новой ПС 220/110 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 «четырёхугольник», 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 220/110 кВ с образованием ЛЭП 220 кВ Дорохово – Новая ПС и ЛЭП 220 кВ Новая ПС – Слобода;

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

– сооружение переключательного пункта 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 – Ивановская I, II цепь;
- 2) ЛЭП 110 кВ Новая ПС – Новый ПП I, II цепь;
- 3) КЛ 110 кВ Новый ПП – Звенигород № 1, 2;
- 4) ВЛ 110 кВ Новый ПП – 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 – Новый ПП 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 – 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 2023 году.

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

Срок реализации мероприятий – 2024 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 в 2023 году.

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

Срок реализации мероприятий – 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 ПАО «Энел Россия» Конаковская ГРЭС 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».
Срок реализации мероприятий – 2024, 2027 год.

2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ

ПС 110 кВ Гжель.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Гжель с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

В настоящее время на подстанции установлены два трансформатора напряжением 110/35/6 кВ мощностью 2×25 МВА (1976 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Гжель – Донино;
- ВЛ 110 кВ Нежино – Гжель;
- ВЛ 110 кВ Бронницы тяговая – Гжель.

К сети 35 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 35 кВ Речицы I, II цепь;
- ВЛ 35 кВ Гжель – Андреево.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,162.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110/35/6 кВ Гжель в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 41,91 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 85,1 % от номинальной мощности; Т-2 – 82,3 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 167,6 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Гжель на другие центры питания в аварийных режимах отсутствует.

Подключение новых энергопринимающих устройств в рамках реализации ТУ на ТП не планируется.

Для снятия существующей перегрузки, а также в связи с отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 41,91 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×25 МВА на 2×63 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

ПС 110 кВ Духанино.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Духанино с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

В настоящее время на ПС 110 кВ Духанино установлены два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 2×10 МВА (1965 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединяется следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Дедово – Духанино;
- ВЛ 110 кВ Духанино – Манихино.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Духанино зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2021 года и составила 14,93 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 72,8 % от номинальной мощности, Т-2 – 76,4 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 149,3 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 1,43 МВА на другие центры питания, что снизит нагрузку до 13,5 МВА (135 %).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 10,1 МВт (3,97 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 18,9 МВА (189 %).

Для снятия существующей перегрузки с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на новые трансформаторы мощностью не менее 17,47 МВА (174,5 %). Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×10 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

ПС 110 кВ Солнечногорск.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию 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.

В настоящее время на ПС 110 кВ Солнечногорск установлены три трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью по 20 МВА и напряжением 110/35/6 кВ каждый (оба 1962 года ввода в эксплуатацию), и Т-3 мощностью 40 МВА и напряжением 110/35/6 кВ (1966 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Солнечногорск – Поварово I, II цепь;
- ВЛ 110 кВ Солнечногорск – Белый Раст I, II цепь;
- ВЛ 110 кВ Солнечногорск – Радищево с отпайкой на ПС Ожогино;
- ВЛ 110 кВ Солнечногорск – Сенеж.

К сети 35 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 35 кВ Солнечногорск – Волково;
- ВЛ 35 кВ Солнечногорск – Ванино.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,162.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110/35/6 кВ Солнечногорск в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 51,47 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 55,6 % от номинальной мощности, Т-2 – 116 %, Т-3 – 42,9 %.

При аварийном отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределиться следующим образом:

– отключение Т-3 максимальная нагрузка, оставшихся в работе составит – Т-1 140,6 % (28,12 МВА), Т-2 116 % (23,2 МВА);

– отключение Т-2 максимальная нагрузка, оставшихся в работе составит – Т-1 171,6 % (34,3 МВА), Т-3 42,9 % (16,1 МВА);

– отключение Т-1 максимальная нагрузка, оставшихся в работе составит – Т-2 116 % (23,2 МВА), Т-3 70,3 % (28,12 МВА).

По данным ПАО «Россети Московский регион» возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Солнечногорск на другие центры питания в аварийных режимах отсутствует.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,34 МВт (2,6 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). С учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка Т-1 в аварийном режиме может составить 30,72 МВА (153,6 %).

Для снятия существующей перегрузки, а также в связи с отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 30,72 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Сухарево.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Сухарево с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

В настоящее время на ПС 110 кВ Сухарево установлены два трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью по 16 МВА каждый напряжением 110/10 кВ (1974 и 1976 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ ПС 110 кВ Сухарево присоединена следующими ЛЭП:

– ВЛ 110 кВ Сухарево – Руза I, II цепь;

– ВЛ 110 кВ Кубинка – Сухарево с отпайкой на ПС Тучково;

– ВЛ 110 кВ Сухарево – Шелковка.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,168.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Сухарево зафиксирована в режимный день

зимнего максимума 2020 года и составила 24,8 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 89,3 % от номинальной мощности, Т-2 – 65,8 %. При аварийном отключении Т-1 (2) ПС 110 кВ Сухарево токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) составит 155 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 5,02 МВА на другие центры питания.

С учетом перевод нагрузки на иные центры питания загрузка оставшегося в работе оборудования составит 19,78 МВА (123,6 %), что превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Сухарево планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1 МВт (0,44 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП нагрузка может составить 25,24 МВА (157,8 %).

С учетом перевод нагрузки на иные центры питания загрузка оставшегося в работе оборудования составит 20,22 МВА (126,4 %).

Для снятия существующей перегрузки, с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 20,22 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Роса.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Роса с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

На подстанции установлены два трансформатора Т-1 и Т-2 каждый мощностью по 25 МВА и напряжением 110/10/6 кВ (1982 года ввода в эксплуатацию).

Подстанция присоединена к сети 110 кВ следующими ЛЭП:

– ВЛ 110 кВ Уча – Роса;

– ВЛ 110 кВ Пушкино – Роса.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10 кВ Роса зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2020 года и составила 35,51 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 76,7 % от номинальной мощности, Т-2 – %. При аварийном отключении Т-1 (2) максимальная загрузка Т-2(1) составит 142 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московской регион» возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Роса на другие центры питания в аварийных режимах отсутствует.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 7,03 МВт (3,46 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка трансформаторов может составить Т-1 (2) – 38,97 МВА (155,9 %).

Для снятия существующей перегрузки, с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1, Т-2 на трансформатор мощностью не менее 38,97 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Алабушево.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию 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.

На подстанции установлены два трансформатора Т-1 и Т-2 мощностью 25 и 40,5 МВА и напряжением 110/10/6 кВ (1976 и 1962 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Алабушево – Поварово;
- КВЛ 110 кВ Сигма – Алабушево I, II цепь;
- ВЛ 110 кВ Мцыри – Алабушево;
- ВЛ 110 кВ Алабушево – Голубая I, II цепь.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10 кВ Алабушево зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2020 года и составила 38,9 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 77,4 % от номинальной мощности, Т-2 – 48,2 %. При аварийном отключении Т-2 максимальная загрузка Т-1 составит 155,6 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 7,274 МВА на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки загрузка трансформаторов в аварийной схеме может составить – 31,63 МВА (126,5 %).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,85 МВт (0,66 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка трансформаторов может составить Т-1 – 39,56 МВА (140 %). С учетом перевода нагрузки загрузка трансформаторов в аварийной схеме может составить – 31,63 МВА (129,1 %).

Для снятия существующей перегрузки, с учетом перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 32,29 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 25 МВА на 40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Луговая.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию 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 трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый и заменой трансформатора Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА на трансформатор 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА.

На подстанции установлены четыре трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА и 25 МВА напряжением 110/10/6 кВ (1978 и 1980 года ввода в эксплуатацию), Т-3 и Т-4 мощностью каждый по 40 МВА и напряжением 110/35/6 кВ (1999 и 1979 года ввода в эксплуатацию).

Подстанция присоединена к сети 110 кВ следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Луговая – Белый Раст с отп.;
- ВЛ 110 кВ Луговая – Шереметьево;
- КВЛ 110 кВ Хлебниково – Луговая.

В РУ 35 кВ ПС Луговая заведены следующие ЛЭП:

- ВЛ 35 кВ Луговая – Катуар;
- ВЛ 35 кВ Лобня – Луговая.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,162 для Т-1, Т-2 и Т-4 и 1,25 для Т-3.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Луговая в режимный день зимнего максимума 2020 года составляет 98,56 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 38,7 % от номинальной мощности, Т-2 – 67 %, Т-3 – 96 %, Т-4 – 71,7 %.

При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора Т-3 (Т-4) максимальная нагрузка оставшегося в работе Т-4 (Т-3) составит 167,7 % (67,09 МВА). При аварийном отключении наиболее мощного трансформатора Т-1 максимальная нагрузка оставшегося в работе Т-2 составит 125,9 % (31,47 МВА).

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 4 МВА на другие центры питания и возможность снятия 9,97 МВА нагрузки за счет размыкания транзита 35 кВ.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 18,23 МВт (8,1 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка трансформаторов может составить Т-3(Т-4) – 72,657 МВА (181,6 %) и Т-2 – 34,05 МВА (136,2 %).

Для снятия существующей перегрузки, а также с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на трансформатор мощностью не менее 30,05 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Для снятия существующей перегрузки, а также с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-3(4) на трансформаторы мощностью не менее 62,687 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-2 25 МВА на 40 МВА с реализацией в 2023 году.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-3, Т-4 2×40 МВА на 2×63 МВА с реализацией в 2023 году.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

ПС 110 кВ Речная.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Речная с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

На подстанции установлены два трансформатора мощностью 2×25 МВА напряжением 110/35/10 кВ (1984 года ввода в эксплуатацию).

Подстанция присоединена к сети 110 кВ по отпаечной схеме от ВЛ 110 кВ Трубино – Клязьма I, II цепь с отпайкой на ПС Речная.

К сети 35 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

– ВЛ 35 кВ Речная – Ивантеевка Желтая с отпайкой на ПС Ивантеевка тяговая;

– ВЛ 35 кВ Речная – Ивантеевка Красная с отпайкой на ПС Ивантеевка тяговая.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-8,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,195.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110/35/10 кВ Речная зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2018 года и составила 46,7 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 88,4 % от номинальной мощности, Т-2 – 98,4 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 187 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Речная на другие центры питания в аварийных режимах отсутствует.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,72 МВт

(0,32 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка трансформаторов может составить 47,02 МВА (188,1 %).

Для снятия существующей перегрузки и обеспечения снабжения новых потребителей, а также в связи с отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 47,02 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2×25 МВА на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Мамонтовская.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Мамонтовская с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

На подстанции установлены два трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью 2×25 МВА напряжением 110/10/6 кВ (оба 1970 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция Мамонтовская подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Мамонтовская – Уча;
- ВЛ 110 кВ Зеленоградская – Мамонтовская.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,195.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10/6 кВ Мамонтовская зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2018 года и составила 39,91 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 89 % от номинальной мощности, Т-2 – 70,6 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная загрузка оставшегося в работе оборудования составит 159,6 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 0,98 МВА на другие центры питания.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе Т-1(2) составит 38,93 МВА (155,7 %).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,447 МВт (1,087 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка трансформаторов может составить 40,99 МВА (163,5 %).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе Т-1(2) составит 40,01 МВА (160,1 %).

Для снятия существующих перегрузок, а также в связи с отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на

трансформаторы мощностью не менее 40,01 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Тополь.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Тополь с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

На подстанции установлены два трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью 2×40 МВА и напряжением 110/10/6 кВ (1985 и 1984 года ввода в эксплуатацию).

Подстанция присоединена к сети 110 кВ следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Новые Подлипки – Тополь;
- ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-8,9^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,195.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Тополь за последние 3 года зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2018 года и составляет 54,4 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 70 % от номинальной мощности, Т-2 – 66 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 136 %.

По данным ПАО «Россети Московский регион» возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Тополь на другие центры питания в аварийных режимах отсутствует.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 18,47 МВт (7,65 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка трансформаторов может составить 62,05 МВА (155 %).

Для снятия существующей перегрузки, а также в связи с отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 62,05 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Время.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Время с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

В настоящее время на ПС 110 кВ Время установлены два трансформатора мощностью по 16 МВА и напряжением 110/10 кВ каждый (1974 и 1984 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- КВЛ 110 кВ Сигма – Эра с отпайкой на ПС Время;
- КВЛ 110 кВ Менделеево – Эра с отпайкой на ПС Время.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,168.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Время в режимный день зимнего максимума 2020 года и составила 25,89 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 59,5 %, Т-2 – 65,5 % от номинальной мощности. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 161,8 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 3,41 МВА на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки нагрузка трансформаторов в аварийной схеме может составить – 22,48 МВА (140,5 %).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,477 МВт (0,21 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка трансформаторов может составить 26,1 МВА (163,1 %).

С учетом перевода нагрузки нагрузка трансформаторов в аварийной схеме может составить – 22,69 МВА (141,8 %).

Для снятия существующей перегрузки, с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания, и обеспечения технологического присоединения новых потребителей на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 22,69 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Кварц.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Кварц с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

В настоящее время на подстанции установлено два трансформатора напряжением 110/35/6 кВ мощностью 2×40 МВА (2007 и 1960 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена отпайками от КВЛ 110 кВ Пахра – Тураево с отпайками и КВЛ 110 кВ Яковлево –Тураево с отпайками.

К сети 35 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- КЛ 35 кВ Кварц – Стрела № 1, № 2;
- КВЛ 35 кВ Кварц – Юсупово;
- ВЛ 35 кВ Кварц – Наливная I, II цепь;
- ВЛ 35 кВ Кварц – Алешино.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет для Т-1 – 1,25, для Т-2 – 1,162.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110кВ Кварц в режимный день зимнего максимума 2020 года и составила 54,78 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 88,9 % от номинальной мощности; Т-2 – 48,1 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 140 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» отсутствует возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Кварц на другие центры питания в аварийных режимах.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 9,48 МВт (5,87 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 60,65 МВА (151,6 %).

Для снятия существующей перегрузки, а также в связи с отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 60,65 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Молоково.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Молоково с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

На подстанции установлены два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (1973 и 1974 года ввода в эксплуатацию).

ПС 110 кВ Молоково присоединена к сети 110 кВ следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Пахра – Тураево с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Яковлево – Тураево с отпайками.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,162.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10 кВ Молоково в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 29,73 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 97,6 % от номинальной мощности; Т-2 – 88,3 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 185,8 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузки ПС 110 кВ Молоково в размере 4,84 МВА на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 24,89 МВА (155,6 %).

Для снятия существующей перегрузки с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1(2) на трансформаторы мощностью не менее 24,89 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ООО «Жилой комплекс «Молоково» к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» № И-21-00-493567/125 предусмотрена замена двух трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый, оснащенные устройством РПН.

С учетом реализации мероприятий согласно ТУ на ТП перспективная нагрузка с учетом возможности перевода составит 26,81 МВА (67 %).

Таким образом, на ПС 110 кВ Молоково необходимо выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×16 МВА на 2×40 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

ПС 110 кВ Раменская.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Раменская с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

В настоящее время на подстанции установлены два трансформатора напряжением 110/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (1982 и 1983 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Донино – Раменская I, II цепь;
- ВЛ 110 кВ ЦАГИ – Раменская I, II цепь.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,168.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110/6/6 кВ Раменская в режимный день зимнего максимума 2020 года составила 35,8 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 69,5 % от номинальной мощности; Т-2 – 73,6 %. В

послеаварийном режиме при аварийном отключении Т-1 (Т 2) максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 143,2 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах возможен перевод нагрузки ПС 110 кВ Раменская в объеме 6,4 МВА на другие центры питания.

Подключение новых энергопринимающих устройств в рамках реализации ТУ на ТП не планируется.

Для снятия существующей перегрузки, с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 29,4 МВА (117,6 %). Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Также замену трансформаторов необходимо выполнить в соответствии с Предписанием Ростехнадзора от 29.07.2013 № 3.1-2651-пр-пл-П/0091-2013: разработать мероприятия по разгрузке в осенне-зимний период трансформаторов - трансформатор Т-2, ПС № 195 Раменская ВН на 151 %, НН на 151 %.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

ПС 110 кВ Лаговская.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Лаговская с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

В настоящее время на подстанции установлены четыре трансформатора: Т-1 и Т-2 напряжением 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (1981 года ввода в эксплуатацию), Т-3 и Т-4 напряжением 110/10/10 кВ мощностью 25 МВА каждый (2015 и 1986 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Лаговская – Весенняя;
- ВЛ 110 кВ Лаговская – Столбовая с отпайкой на ПС Никоново.

К сети 35 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 35 кВ Лаговская – Ежовка;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Елисеево;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Епифановка;
- ВЛ 35 кВ Лаговская – Сандарово.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,162 для Т-1, Т-2, Т-4 и 1,25 – для Т-3.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110/35/10/6 кВ Лаговская зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2021 года и составила 65,88 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 88,36 % от номинальной мощности; Т-2 – 88,36 %, Т-3 – 45 %, Т-4 – 39 %. В послеаварийном режиме при аварийном отключении Т-1(2) максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования

составит 176,7 % (44,17 МВА). В послеаварийном режиме при аварийном отключении Т-3(4) максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 86,84 % (21,71 МВА).

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 1,95 МВА на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 8,84 МВт (3,93 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на перспективная нагрузка данной подстанции может составить 69,81 МВА, перспективная нагрузка трансформаторов Т-1 и Т-2 может составить 48,09 (192,4 %).

Для снятия существующей перегрузки, с учетом перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 48,14 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

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».

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Лопасня.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию 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 трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

На подстанции установлены два трансформатора напряжением 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА и 31,5 МВА (1966 и 1962 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция подключена следующими линиями:

- ВЛ 110 кВ Бугры – Лопасня I, II цепь с отпайкой на ПС Венюково;
- ВЛ 110 кВ Лопасня – Гришенки;
- ВЛ 110 кВ Лопасня – Любучаны;
- ВЛ 110 кВ Лопасня – Талеж I, II цепь.

К сети 35 кВ подстанция подключена следующими линиями:

- ВЛ 35 кВ Лопасня – Вентилятор;
- ВЛ 35 кВ Лопасня – Елохово;
- ВЛ 35 кВ Лопасня – Ерино;
- ВЛ 35 кВ Лопасня – Поповка.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,162.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110/35/6 кВ Лопасня в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 68,28 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 97,8 % от номинальной мощности; Т-2 – 92,6 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит: Т-1 – 170,7 %, Т-2 – 216,8 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах возможен перевод нагрузки ПС 110 кВ Лопасня в объеме 1,04 МВА на другие центры питания. С учетом перевода загрузка оставшегося в работе оборудования составит: Т-1 – 168 %, Т-2 – 213,4 % (67,24 МВА), что превышает ДДТН.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» подключение новых потребителей к ПС 110/35/6 кВ № 187 Лопасня не предусмотрено.

Согласно разрабатываемой проектной документации по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ «Лопасня» с установкой тр-ров 2×63МВА, заменой выключателей ОРУ-110кВ, ОРУ-35кВ, ЗРУ-6кВ на элегазовые», планируется реконструкция ПС 110 кВ Лопасня с заменой существующих Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА и 31,5 МВА на новые мощностью 2×63 МВА.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания при аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная загрузка оставшегося в работе оборудования составит: 106 %, что не превысит ДДТН вновь установленных трансформаторов.

Также замену трансформаторов необходимо выполнить в соответствии с Предписанием Ростехнадзора от 06.06.2014 № 55-рп/П-2014: По результатам проведения замеров нагрузок в период зимнего максимума 2013/2014 годов силовой трансформатор 35 кВ Т-2 на ПС № 187 Лопасня в аварийном режиме загружен на 169 %. Не разработана программа по замене указанных трансформаторов.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 40 и 31,5 МВА на 2×63 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Нащекино.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Нащекино с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

В настоящее время на подстанции установлено два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (1985 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Нащекино – Барыбино I, II цепь;
- ВЛ 110 кВ Рыболово – Нащекино;
- ВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,162.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10 кВ Нащекино в режимный день зимнего максимума 2020 года и составила 23,6 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 65,9 % от номинальной мощности; Т-2 – 81,3 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная загрузка оставшегося в работе оборудования составит 147,5 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах возможен перевод нагрузки ПС 110 кВ Нащекино в объеме 2,42 МВА на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,7 МВт (0,54 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 24,14 МВА (150,9 %).

Для снятия существующей перегрузки, с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 21,72 МВА (135,8 %). Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Успенская.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Успенская с демонтажом трансформаторов Т-1 и Т-3 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый и установкой новых трансформаторов Т-1 и Т-3 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый.

В настоящее время на ПС 110/35/6 кВ Успенская установлены:

– два силовых трансформатора Т-2 и Т-4 напряжением 110/35/6 кВ мощностью 2×15 МВА (1958 года ввода в эксплуатацию), при этом Т-2 работает на 35 кВ (питает ПС 35 кВ Дачная, на которой СВ разомкнут и вторая секция запитана от ПС 110 кВ Звенигород), а Т-4 работает только на 6 кВ;

– два силовых трансформатора Т-1 и Т-3 напряжением 35/6 кВ мощностью 2×10 МВА (1973 года ввода в эксплуатацию), при этом Т-1 и Т-3 подключены к РУ 35 кВ через один выключатель и получают питание только со стороны ПС 110 кВ Голицыно по ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская.

К сети 110 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

– КВЛ 110 кВ Дарьино – Успенская.

К сети 35 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

– ВЛ 35 кВ Успенская – Дачная;

– ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет для Т-2, Т-4 – 1,168, для Т-1, Т-3 – 1,05.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Успенская в режимный день зимнего максимума 2020 года составила Т-1 + Т-3 – 8,7 МВА, Т-2 + Т-4 – 12 МВА при этом трансформаторы были загружены: Т-1+Т-3 – 43,5 % от номинальной мощности, Т-2 – 24,8 %, Т-4 – 55 %. В послеаварийном режиме максимальная загрузка оставшегося в работе распределиться следующим образом:

– отключение Т-1+Т-3, максимальная загрузка, оставшихся в работе составит – Т-2 24,8 % (3,7 МВА), Т-4 113,3 % (17 МВА);

– отключение Т-2, максимальная нагрузка, оставшихся в работе составит – Т-1+Т-3 43,5 % (8,7 МВА), Т-4 0 % (0 МВА);

– отключение Т-4 максимальная нагрузка, оставшихся в работе составит – Т-2 0 % (0 МВА), Т-1+Т-3 85 % (17 МВА).

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 3,6 МВА на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Успенская планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 8,55 МВт (3,47 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП нагрузка может составить 24,14 МВА (Т-1+Т-3 – 10,7 МВА, Т-2+Т-4 – 13,44 МВА).

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания нагрузка перспективная подстанции составит 20,54 МВА.

Согласно мероприятиям базового варианта в 2024 году планируется перевод ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская на напряжение 110 кВ, после чего питание Т-1+Т-3 будет осуществляться через Т-2 с замыканием ШСВ 35 кВ.

При этом перспективная нагрузка подстанции с учетом перетока по ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская 2,07 МВА составит 18,47 МВА. Данная нагрузка подстанции превышает ДДТН трансформатора Т-2(4) при АО Т-1. Учитывая вышесказанное, перспективная нагрузка Т-2(Т-4) при аварийном отключении одного из трансформаторов Т-4(Т-2) может составить 123,1 %.

Для обеспечения возможности исполнения договоров на технологическое присоединение с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется провести реконструкцию с реализацией следующих мероприятий:

– демонтаж Т-1 и Т-3;

– завод Т-2 и Т-4 под один выключатель в РУ 110 кВ и РУ 35 кВ и отключение от РУ 6 кВ;

– установка новых трансформаторов Т-1 и Т-3 110/10/6 кВ мощностью 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2025 год.

ПС 110 кВ Кучино.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Кучино с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

В настоящее время на ПС 110 кВ Кучино установлены два трансформатора мощностью 20 МВА каждый напряжением 110/35/6 кВ (1962 и 1980 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

– КВЛ 110 кВ Восточная – Кучино с отпайкой на ПС Ясная;

– ВЛ 110 кВ Некрасовка – Кучино.

К сети 35 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

– ВЛ 35 кВ Кучино – Черное I, II цепь;

– ВЛ 35 кВ Кучино – Минеральная II цепь;

– ВЛ 35 кВ Салтыковская I, II цепь.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -8,9 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,195.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Кучино за последние 5 лет зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2018 года и составила 33,17 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 70,8 % от номинальной мощности, Т 2 – 95,1 %. При аварийном отключении Т-1 (2) ПС 110 кВ Кучино токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) составит 165,9 % и превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» отсутствует возможность перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания.

Для снятия существующей перегрузки с учетом отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1(2) на трансформаторы мощностью не менее 33,17 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «Россети Московской регион» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (ПС 35 кВ Салтыковская) № И-17-00-112558/103 от 09.04.2018 предусмотрена замена существующих трансформаторов на трансформаторы напряжением 110/35/6 кВ мощностью по 63 МВА каждый.

С учетом выполнения мероприятий по ТУ на ТП нагрузка установленных трансформаторов в послеаварийном режиме составит 58 %, что не превышает ДДТН трансформатора.

Таким образом необходимо выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×20 МВА на 2×63МВА с реализацией в 2023 году.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Звенигород.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Звенигород с установкой новых трансформаторов Т-3 и Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА.

В настоящее время на ПС 110 кВ Звенигород установлены три трансформатора напряжением 110/35/6 кВ: Т-1 и Т-2 мощностью 2×40 МВА и Т-3 мощностью 15 МВА, согласно данным дня зимнего контрольного замера 2021 года Т-3 отключен (2009, 2005 и 1952 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена ВЛ 110 кВ Голицыно – Звенигород I, II цепь. К сети 35 кВ подстанция присоединена следующими линиями:

- ВЛ 35 кВ Звенигород – Дачная;
- ВЛ 35 кВ Крылово – Звенигород;
- ВЛ 35 кВ Каменская – Звенигород.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -2,4 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,25.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Звенигород в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 53,46 МВА (по стороне СН (35 кВ) –

15,76 МВА, по стороне НН (6 кВ) – 37,7 МВА), при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 45,8 % от номинальной мощности, Т-2 – 88 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная загрузка оставшегося в работе оборудования составит 133,7 %.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 0,78 МВА на другие центры питания.

С учетом перевода нагрузки в послеаварийном режиме максимальная загрузка оставшегося в работе оборудования трансформатора Т-1(2) составит 52,68 МВА (131,7 %).

На ПС 110 кВ Звенигород предлагается:

– установка двух дополнительных трансформаторов Т-3, Т-4 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (2023 год);

С учетом установки дополнительных трансформаторов 110/10/6 кВ 2×25 МВА и перераспределении части нагрузки 6 кВ, загрузка Т-1(Т-2) в ПАР может составить 87 %, что не превышает ДДТН.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год

ПС 110 кВ Купавна.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Купавна с подключением обмотки 6 кВ трансформатора Т-3 110/35/6 кВ к РУ 6 кВ.

В настоящее время на ПС 110 кВ Купавна установлены три трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью по 5,6 МВА каждый напряжением 35/6 кВ (1966 и 1965 года ввода в эксплуатацию), и Т-3 мощностью 16 МВА напряжением 110/35 кВ (1990 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция подключена отпайкой от ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с отпайкой на ПС Купавна;

К сети 35 кВ подстанция подключена следующими линиями:

– ВЛ 35 кВ Кудиново – Купавна I цепь;

– ВЛ 35 кВ Кудиново – Купавна II цепь с отпайкой.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет для Т-3 – 1,168.

Коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С для Т-1, Т-2 составляет 1,05.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Купавна зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2020 года и составила 9,14 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 65,9 % от номинальной мощности, Т-2 – 97,3 %, Т-3 – 62,3 %. При аварийном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Купавна токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) составит 163,2 %, что превышает ДДТН. При аварийном отключении Т-3 сработает АВР на шинах 6 кВ ПС 110 кВ Купавна, и нагрузка Т-2 будет запитана через Т-1.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 0,95 МВА на другие центры питания, что снизит загрузку подстанции до величины 8,19 МВА, при этом загрузка Т-1(2) может составить 146,3 %, что превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,85 МВт (1,39 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции с учетом перевода нагрузки может составить 10,53 МВА, при этом нагрузка Т-1 и Т-2 может составить 188 %. Данная нагрузка подстанции превышает ДДТН трансформаторов Т-1 и Т-2. С учетом перевода нагрузки на другие центры питания нагрузка Т-1(2) может составить 171,1 % (9,58 МВА).

Для предотвращения превышения ДДТН при аварийном отключении одного из трансформаторов Т-1 или Т-2 планируется подключение обмотки 6 кВ трансформатора Т-3 110/35/6 к РУ 6 кВ.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

Данное мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Купавна не относится к сети 110 кВ и выше и далее не учитывается.

ПС 110 кВ Павшино.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Павшино с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 40,5 МВА каждый на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

На подстанции установлены два трансформатора Т-1 и Т-2 каждый мощностью по 40,5 МВА и напряжением 110/10/6 кВ (1972 и 1971 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- КВЛ 110 кВ Герцево – Павшино с отпайкой на ПС Трикотажная;
- ВЛ 110 кВ Красногорская – Павшино.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10 кВ Павшино зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2020 года и составила 52,66 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 79,1 % от номинальной мощности, Т-2 – 50,9 %. При аварийном отключении Т-1 (2) максимальная нагрузка Т-2(1) составит 130 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 1,23 МВА на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки нагрузка оставшегося в работе Т-1(2) составит 51,43 МВА (127 %).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 5 МВт (1,67 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на перспективная нагрузка трансформаторов может составить 54,43 МВА (134,1 %).

С учетом перевода нагрузки нагрузка оставшегося в работе Т-1(2) составит 53,1 МВА (131 %).

Для снятия существующей перегрузки, а также в связи с отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на

подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2 на трансформатор мощностью не менее 53,1 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×40,5 МВА на 2×63 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Малаховка.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Малаховка с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый.

В настоящее время на ПС 110/10 кВ Малаховка установлены два трансформатора напряжением 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый (1990 и 1973 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Малаховка – Болятино I, II цепь;
- ВЛ 110 кВ Электроугли – Малаховка с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Малаховка – Минеральная с отпайкой на ПС Овражки.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-3,6^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,168.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10 кВ Малаховка в режимный день зимнего максимума 16.12.2020 составила 19,2 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 66,3 % от номинальной мощности; Т-2 – 53,7 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 120 %, что превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Малаховка на другие центры питания в аварийных режимах отсутствует.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 12,85 МВт (5,7 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 24,9 МВА (155,6 %).

Для снятия существующей перегрузки, а также в связи с отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 24,9 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×16 МВА на 2×25 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Сидорово.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 31,5 МВА на трансформаторы 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

В настоящее время на подстанции установлены два трансформатора Т-1 напряжением 110/10 кВ мощностью 40 МВА (1994 года ввода в эксплуатацию), Т-2 напряжением 110/10 кВ мощностью 31,5 МВА (1980 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС– Сидорово с отпайкой на Марс;
- ВЛ 110 кВ Сидорово – Барыбино;
- ВЛ 110 кВ Сидорово – Взлетная с отпайкой на Транспортая;
- ВЛ 110 кВ Сидорово – Малино;
- ВЛ 110 кВ Сидорово – ТЭЦ-17.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет для Т-1 $-1,25$ до 2023 года включительно (1,162 с 2024 года), для Т-2 – 1,162.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Сидорово в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 40,98 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 60,5 % от номинальной мощности; Т-2 – 53,3 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора Т-1(Т-2) максимальная загрузка оставшегося в работе оборудования Т-2(Т-1) составит 130 % (102 %), что превышает ДДТН Т-2.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах возможен перевод нагрузки ПС 110 кВ Сидорово в объеме 1,61 МВА на другие центры питания. С учетом перевода нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 39,37 МВА (98 % – Т-1, 125 % – Т-2).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 12,28 МВт (9,46 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 50,44 МВА (160 % и 126 %).

Для снятия существующей перегрузки, с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 и Т-2 на трансформатор мощностью не менее 48,83 МВА (154,9 %). Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

При необходимости для снятия фактической перегрузки с Т-2 возможна реализация мероприятий по увеличению трансформаторной мощности по этапам:

– 1 этап, замена Т-2 мощностью 31,5 МВА на 1×40 МВА (загрузка составит 122,1 %) в 2023 году;

– 2 этап, замена Т-1 и Т-2 мощностью 2×40 МВА на 2×63 МВА (загрузка составит 77,5 %) в 2027 году.

Рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т-1 и Т-2 31,5+40 МВА на 2×63 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023, 2027 годы.

ПС 110 кВ Полиграф.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Полиграф с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/10/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

На подстанции установлены два трансформатора напряжением 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый (1972 и 1973 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция подключена следующими линиями:

- ВЛ 110 кВ Бугры – Полиграф;
- ВЛ 110 кВ Полиграф – Добрыниха.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,168.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10/6 кВ Полиграф в режимный день зимнего максимума 16.12.2020 и составила 28,25 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 58 % от номинальной мощности; Т-2 – 55 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 113 %, что не превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Полиграф на другие центры питания в аварийных режимах отсутствует.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,28 МВт (1,01 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 29,26 МВА (117 %).

Для обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП, и с учетом отсутствия возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1(2) на трансформаторы мощностью не менее 29,26 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 2024 год.

ПС 110 кВ Минеральная.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

В настоящее время на ПС 110 кВ Минеральная установлены два трансформатора мощностью по 63 МВА (Т-1 и Т-2) каждый напряжением

110/10/6 кВ (1993 и 1970 года ввода в эксплуатацию) и один трансформатор Т-3 мощностью 25 МВА напряжением 110/35/6 (1973 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Минеральная – Прогресс;
- ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Малаховка – Минеральная с отпайкой на ПС Овражки;
- ВЛ 110 кВ Минеральная – Некрасовка.

К сети 35 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 35 кВ Минеральная – Черное.

При этом Т-3 подключен под один выключатель совместно с Т-2 со стороны ВН, к линии ВЛ 35 кВ Минеральная – Черное со стороны СН, обмотка НН 6 кВ не имеет электрической связи с РУ 6 кВ ПС 110 кВ Минеральная.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет Т-1 – 1,162, Т-2 – 1,162, Т-3 – 1,162.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Минеральная в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 97,2 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 61,3 % от номинальной мощности, Т-2 – 67 %, Т-3 – 62,5 %. В послеаварийном режиме максимальная загрузка Т-1(Т-2) с учетом отбора мощности по ВЛ 35 кВ Минеральная – Черное (15,64 МВА по данным зимнего контрольного замера 2021 года) составит: 129,4 % (81,56 МВА), что превышает ДДТН Т-1 и Т-2. Загрузка Т-3 при аварийном отключении Т-1(Т-2) составит – 62,5 % (15,64 МВА).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 26,67 МВт (12,82 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 110 МВА, при этом загрузка Т-1 и Т-2 с учетом отбора мощности по ВЛ 35 кВ Минеральная – Черное (15,64 МВА по данным зимнего контрольного замера 2021 года) может составить 149,8 %. Данная нагрузка подстанции превышает ДДТН трансформаторов Т-1 и Т-2.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 3,78 МВА на другие центры питания.

С учетом объема мощности, подключаемого по ТУ на ТП и в соответствии с решениями протокола совещания ПАО «Россети Московский регион» от 27.11.2019 № 208 по выбору оптимальной компоновки ПС 110 кВ Минеральная рекомендуется замена трансформатора Т-3 на новый трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 63 МВА с установкой его в отдельную ячейку 110 кВ (под отдельный выключатель) и возможностью резервирования по сети 10 кВ трансформаторов Т-1 и Т-2. С учетом установки Т-3 мощностью 63 МВА при аварийном отключении Т-1(Т-2), загрузка оставшегося в работе Т-2(Т-1) может составить 76,7 % (48,3 МВА). При этом в случае перегрузки в послеаварийном режиме трансформатора Т-3 возможно отключение питания со стороны 35 кВ ПС 35 кВ Черное с переводом ее питания на ПС 110 кВ Кучино.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 г.

ПС 110 кВ Голицыно.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Голицыно с заменой трансформатора Т-1 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА.

В настоящее время на ПС 110 кВ Голицыно установлены четыре трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью по 20 МВА каждый напряжением 110/35/6 кВ (1957 и 1965 года ввода в эксплуатацию), Т-3 и Т-4 мощностью 40 МВА напряжением 110/10/6 кВ (1976 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ ПС 110 кВ Голицыно присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Голицыно – Кубинка I, II цепь с отпайкой на ПС Сушкинская;
- ВЛ 110 кВ Голицыно – Звенигород I, II цепь;
- ВЛ 110 кВ Голицыно – Вяземы;
- КВЛ 110 кВ Голицыно – Полет с отпайкой на ПС Соловьево;
- ВЛ 110 кВ Голицыно – Встреча I цепь с отпайкой на ПС Железнодорожная.

К сети 35 кВ ПС 110 кВ Голицыно присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 35 кВ Голицыно – Комарово;
- ВЛ 35 кВ Голицыно – Каменская;
- КВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ -3,6 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,162.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Голицыно зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2020 года и составила 69,04 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 92,8 % от номинальной мощности, Т-2 – 55,4 %, Т-3 – 37,4 %, Т-4 – 61,2 %. При аварийном отключении одного из трансформаторов нагрузка оставшихся распределится следующим образом:

– отключение Т-1 максимальная, нагрузка оставшихся в работе составит – Т-2 74,6 % (14,91 МВА), Т-3 37,4 % (14,94 МВА), Т-4 98 % (39,18 МВА);

– отключение Т-2 максимальная нагрузка, оставшихся в работе составит – Т-1 148,2 % (29,63 МВА), Т-3 37,4 % (14,94 МВА), Т-4 61,2 % (24,46 МВА);

– отключение Т-3 максимальная нагрузка, оставшихся в работе составит – Т-1 92,8 % (18,56 МВА), Т-2 55,4 % (11,07 МВА), Т-4 98,5 % (39,4 МВА);

– отключение Т-4 максимальная нагрузка, оставшихся в работе составит – Т-1 215,1 % (43,02 МВА), Т-2 55,4 % (11,07 МВА), Т-3 37,4 % (14,94 МВА).

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 2,36 МВА на другие центры питания, что снизит нагрузку подстанции до величины 66,68 МВА.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания, а также перевода ВЛ 35 кВ Успенская – Голицыно на напряжение 110 кВ максимальная нагрузка Т-1 может составить 161,7 % (32,34 МВА), что превышает ДДТН.

Для снятия существующей перегрузки, с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на трансформатор мощностью не менее 32,34 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформаторов Т-1 20 МВА на 40 МВА с реализацией в 2023 году.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

ПС 110 кВ Кудиново.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый.

В настоящее время на ПС 110/35/6 кВ № 414 Кудиново установлены два трансформатора мощностью по 20 МВА (Т-1 и Т-2) каждый напряжением 110/35/6 кВ (1959 и 1964 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Кудиново – Минеральная с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Кудиново – Шульгино;
- ВЛ 110 кВ Кудиново – Электроугли;
- ВЛ 110 кВ Булгаково – Кудиново.

К сети 35 кВ подстанция подключена следующими ЛЭП:

- ВЛ 35 кВ Акрихин – Кудиново;
- ВЛ 35 кВ Кудиново – Купавна II цепь с отпайкой на ПС Акрихин;
- ВЛ 35 кВ Кудиново – Купавна I цепь;
- ВЛ 35 кВ Храпуново – Кудиново.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет Т-1 – 1,162, Т-2 – 1,162.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110/35/6 кВ № 414 Кудиново в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 26,29 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 67,7 % от номинальной мощности, Т-2 – 63,7 %. В послеаварийном режиме максимальная нагрузка Т-1(Т-2) составит 131,5 % (26,29 МВА), что превышает ДДТН Т-1 и Т-2.

Подключение новых энергопринимающих устройств в рамках реализации ТУ на ТП не планируется.

По данным ПАО «Россети Московский регион» возможность перевода нагрузки ПС 110/35/6 кВ № 414 Кудиново на другие центры питания в аварийных режимах отсутствует.

Для снятия существующей перегрузки, с учетом невозможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 26,29 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×20 МВА на 2×40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Бронницы.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Бронницы с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый.

В настоящее время на подстанции установлены два трансформатора напряжением 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый (2004 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция подключена:

- ВЛ 110 кВ Бронницы – Нащекино;
- ВЛ 110 кВ Бронницы – Загорново.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ +5 °С и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,25.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10/10 кВ Бронницы в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 50,61 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 50 % от номинальной мощности; Т-2 – 76,6 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 126,5 %.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 7,61 МВА на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 9,6 МВт (5,15 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 55,76 МВА (139,4 %).

С учетом перевода нагрузки нагрузка оставшегося в работе оборудования составит 48,15 МВА (120,4 %).

Для снятия существующей перегрузки, с учетом перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 (2) на трансформаторы мощностью не менее 48,15 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующего силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×40 МВА на 2×63 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Нахабино.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/6 кВ мощностью 40 МВА каждый на трансформаторы 110/35/6 кВ мощностью 63 МВА каждый.

На подстанции установлены четыре трансформатора: Т-1, Т-2 мощностью 2×40 МВА и напряжением 110/35/6 кВ (2009 и 2010 года ввода в эксплуатацию); Т-3, Т-4 мощностью по 2×25 МВА напряжением 110/10/10 кВ (оба 2009 года ввода в эксплуатацию).

Подстанция присоединена к сети 110 кВ тремя линиями:

- ВЛ 110 кВ Красногорская – Нахабино I, II цепь;

– КВЛ 110 кВ Нахабино – Слобода.

К сети 35 кВ ПС Нахабино присоединена следующими ЛЭП:

– ВЛ 35 кВ Нахабино – Опалиха I, II;

– ВЛ 35 кВ Нахабино – Снегири.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет – 1,25 для Т-1 и Т-2 и 1,25 для Т-3 и Т-4.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Нахабино в режимный день зимнего максимума 2021 года составляет 75,8 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 100,9 % от номинальной мощности, Т-2 – 58 %, Т-3 – 23,8 %, Т-4 – 25,3 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора (Т-1) максимальная нагрузка оставшегося в работе (Т-2) оборудования составит 63,57 МВА (158,9 %).

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 9,407 МВА на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки нагрузка оставшегося в работе Т-1(2) составит 54,163 МВА (135,4 %).

Для снятия существующей перегрузки с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1(2) на трансформаторы мощностью не менее 54,16 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 63 МВА.

Согласно утвержденным ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» (от 11.11.2019 № И-19-00-984423/103) планируется замена 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 КРУ 6 кВ, питающегося от трансформаторов Т-1 и Т-2, в новое РУ 6 кВ. При этом нагрузка Т-1 и Т-2 после реализации перевода части присоединений из существующего КРУ 6 кВ в новое РУ 6 кВ может составить 49,96 МВА (124,9 %), что не превышает ДДТН.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 г.

ПС 110 кВ Румянцево.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Румянцево с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/35/10 кВ мощностью 15 МВА каждый на трансформаторы 110/35/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

В настоящее время на ПС 110 кВ Румянцево установлены два трансформатора: Т-1 и Т-2 мощностью по 15 МВА каждый напряжением 110/35/10 кВ (1959 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединяется следующими ЛЭП:

– ВЛ 110 кВ Румянцево – Чисмена с отпайкой на ПС Давыдково;

– ВЛ 110 кВ Румянцево – Ядрошино.

К сети 35 кВ подстанция присоединяется следующими ЛЭП:

– ВЛ 35 кВ Румянцево – Петровская I, II цепь;

- ВЛ 35 кВ Румянцево – Устиново с отпайкой на ПС Никольское;
- ВЛ 35 кВ Румянцево – Никольская.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет для Т-1 и Т-2 – 1,162.

Согласно данным ОАО «РЖД» фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Румянцево зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2021 года и составила 22,01 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 61,7 % от номинальной мощности, Т-2 – 79,1 %. При аварийном отключении Т-1 (2) ПС 110 кВ Румянцево токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) составит 146,7 %, что превышает ДДТН.

По данным ОАО «РЖД» возможность перевода нагрузки ПС 110 кВ Румянцево на другие центры питания в аварийных режимах отсутствует.

Для снятия существующей перегрузки с учетом отсутствием возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания на подстанции рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1(2) на трансформаторы мощностью не менее 22,01 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

Согласно утвержденным ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств ОАО «РЖД» (12,3 МВт) (от 26.05.2022 № И-22-00-935319/125) планируется замена существующих трансформаторов Т-1, Т-2 на трансформаторы мощностью 2×40 МВА.

Таким образом необходимо выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×15 МВА на 2×40 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 г.

ПС 110 кВ Можайск

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию 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.

В настоящее время на ПС 110 кВ Можайск установлены два трансформатора: Т-1 мощностью 40 МВА и Т-2 мощностью 20 МВА напряжением 110/35/10 кВ (1988 и 1964 года ввода в эксплуатацию).

К сети 110 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 110 кВ Можайск – Шевардино;
- ВЛ 110 кВ Можайск – Бородино;
- ВЛ 110 кВ Можайск – Макарово;
- ВЛ 110 кВ Можайск – Верея I, II цепь;
- ВЛ 110 кВ Можайск – Шелковка;
- ВЛ 110 кВ Мухино – Можайск с отпайкой на ПС Тучково.

К сети 35 кВ подстанция присоединена следующими ЛЭП:

- ВЛ 35 кВ Можайск – Мордвиново;
- ВЛ 35 кВ Можайск – Колодкино.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 кВ Можайск в режимный день зимнего максимума 2021 года составила 31,37 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 69,9 % от номинальной мощности, Т-2 – 17 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора Т-1 максимальная нагрузка оставшегося в работе Т-2 составит 156,9 %, что превышает ДДТН, при этом нагрузка Т-1 (при аварийном отключении Т-2) составит 78,4 %.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 11,57 МВА на другие центры питания.

С учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания нагрузка оставшегося в работе Т-2 при аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора Т-1 составит 19,8 МВА, что не превышает ДДТН.

Утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение к сетям ПАО «Россети Московский регион» энергопринимающих устройств ООО «ДорХан-Можайск» от 09.09.2021 № И-21-00-443411/125 предусмотрена замена трансформатора Т-2 20 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

С учетом выполнения мероприятий по ТУ на ТП нагрузка установленных трансформаторов в послеаварийном режиме с учетом перевода нагрузки на другие центры питания составит 31,26 МВА (78,1 %), что не превышает ДДТН трансформаторов.

Таким образом необходимо выполнить замену на ПС 110 кВ Можайск трансформатора Т-2 мощностью 20 МВА на трансформатор мощностью 40 МВА.

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

Срок реализации мероприятия – 2023 год.

ПС 110 кВ Долгопрудная.

В СиПР Московской области [4] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110 кВ Долгопрудная с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый.

На подстанции установлены два трансформатора Т-1 и Т-2 каждый мощностью по 25 МВА и напряжением 110/10 кВ (1984 года ввода в эксплуатацию).

Подстанция присоединена к сети 110 кВ следующими ЛЭП:

- КВЛ 110 кВ Уча – Долгопрудная;
- КВЛ 110 кВ Хлебниково – Долгопрудная;
- КЛ 110 кВ Аэропорт – Долгопрудная № 1,2.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,4^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,162.

Согласно данным ПАО «Россети Московский регион» фактическая максимальная нагрузка ПС 110/10 кВ Долгопрудная за последние 3 года зафиксирована в режимный день зимнего максимума 2021 года и составила 31,25 МВА, при этом трансформаторы были загружены: Т-1 – 72,7 % от номинальной мощности, Т-2 – 52,3 %. При аварийном отключении наиболее загруженного трансформатора максимальная нагрузка оставшегося в работе оборудования с учетом перевода нагрузки составит 28,06 МВА (112,2 %), что не превышает ДДТН.

По данным ПАО «Россети Московский регион» в аварийных режимах можно перевести нагрузку в размере 3,19 МВА на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 7,62 МВт (3,4 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка трансформаторов может составить Т-1 (2) – 34,65 МВА (138,6 %).

Для снятия перегрузки, с учетом возможности перевода нагрузки в аварийных режимах на другие центры питания и обеспечения возможности исполнения заключенных договоров на ТП на подстанции рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1, Т-2 на трансформатор мощностью не менее 31,46 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т-1, Т-2 2×25 МВА на 2×40 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 2024 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».

Срок реализации мероприятий – 2023, 2025 годы.

2.3.3 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, содержащийся в СиПР ЕЭС России [5] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ с учетом их актуализации, приведен в 4.2.

3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы

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

В соответствии с реестром инвестиционных проектов в таблице 19 приведены данные планируемых к вводу основных потребителей энергосистемы г. Москвы и Московской области в границах Московской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 19 – Перечень планируемых к вводу потребителей в соответствии с реестром инвестиционных проектов

№ п/п	Наименование инвестиционного проекта	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт	Напряжение, кВ	Год ввода	Центр питания
Более 20 МВт							
1	ПС 110 кВ Долино	АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»	0,0	49,0	220	2023	ПС 220 кВ Темпы
2	Центр обработки данных-Дубна	ООО «НЦСД»	0,0	20,2	10	2024	ПС 110 кВ Долино

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области за период 2023–2028 годов представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	117048	120771	121836	122484	123029	124005
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	3723	1065	648	545	976
Годовой темп прироста, %	–	3,18	0,88	0,53	0,44	0,79
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	114362	116734	117799	118447	118992	119968
Годовой темп прироста, %		2,07	0,91	0,55	0,46	0,82
<i>в том числе Московская область</i>						
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	61204	63771	64003	64246	64479	64972
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	2567	232	243	233	493
Годовой темп прироста, %	–	4,19	0,36	0,38	0,36	0,76
Потребление электрической энергии без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме, млн кВт·ч	58518	59734	59966	60209	60442	60935
Годовой темп прироста, %		2,08	0,39	0,41	0,39	0,82

Потребление электрической энергии по энергосистеме г. Москвы и Московской области прогнозируется на уровне 124005 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,02 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии энергосистемы г. Москвы и Московской области прогнозируется в 2024 году и составит 3723 млн кВт·ч или 3,18 %, наименьший прирост ожидается в 2027 году и составит 545 млн кВт·ч или 0,44 %.

Потребление электрической энергии по Московской области прогнозируется на уровне 64972 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 1,02 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии Московской области прогнозируется в 2024 году и составит 2567 млн кВт·ч или 4,19 %, наименьший прирост ожидается в 2025 и 2027 годах и составит 232 млн кВт·ч и 233 млн кВт·ч соответственно или 0,36 % для обоих лет.

При формировании прогноза потребления электрической энергии Московской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенные в таблице 19.

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

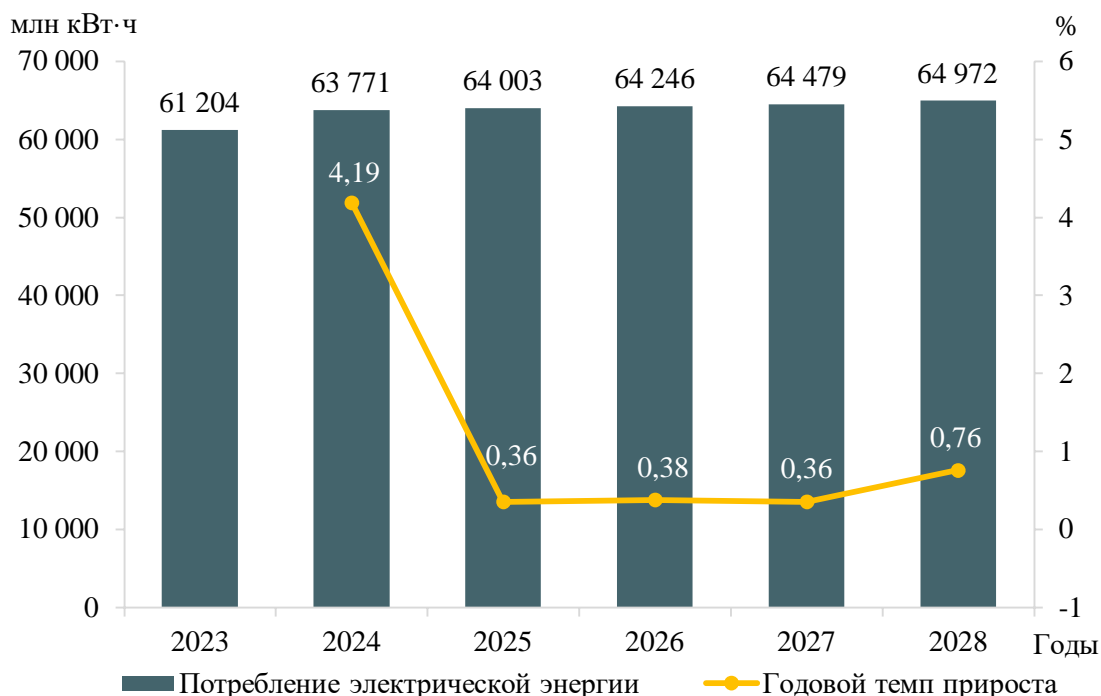


Рисунок 4 – Прогноз потребления электрической энергии Московской области и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

Прогнозная динамика изменения потребления электрической энергии и мощности на 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 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области с выделением данных по Московской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
<i>Энергосистема г. Москвы и Московской области</i>						
Максимум потребления мощности, МВт	19141	19391	19588	19639	19767	19829

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	250	197	51	128	62
Годовой темп прироста, %	–	1,31	1,02	0,26	0,65	0,31
Число часов использования максимума потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	5975	6020	6014	6031	6020	6050
<i>в том числе Московская область</i>						
Потребление мощности, МВт	9563	9709	9753	9770	9797	9849
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	146	44	17	27	52
Годовой темп прироста, %	–	1,53	0,45	0,17	0,28	0,53
Число часов использования потребления мощности (без учета потребления электрической энергии на производственные нужды ГАЭС в насосном режиме)	6119	6152	6148	6163	6169	6187

Максимум потребления мощности энергосистемы г. Москвы и Московской области к 2028 году прогнозируется на уровне 19829 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 0,25 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 250 МВт или 1,31 %, что обусловлено планируемым вводом объектов сферы услуг и жилищных комплексов, наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит 51 МВт или 0,26 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период останется таким же разуплотненным, как и в отчетном периоде. Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6050 час/год. На перспективу в структуре потребления электрической энергии сохранится большая доля сферы услуг и домашнего хозяйства (свыше 50 %) в общем потреблении энергосистемы, которая имеет тенденцию к разуплотнению годового режима.

Потребление мощности Московской области к 2028 году прогнозируется на уровне 9849 МВт. Среднегодовой темп прироста составит -0,03 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2024 году и составит 146 МВт или 1,53 %, наименьший годовой прирост ожидается в 2026 году и составит 17 МВт или 0,17 %.

Режим электропотребления Московской области в прогнозный период останется достаточно разуплотненным. Число часов использования потребления мощности к 2028 году прогнозируется на уровне 6187 час/год

В целом режим электропотребления Московской области немного плотнее, чем режим электропотребления энергосистемы в целом.

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

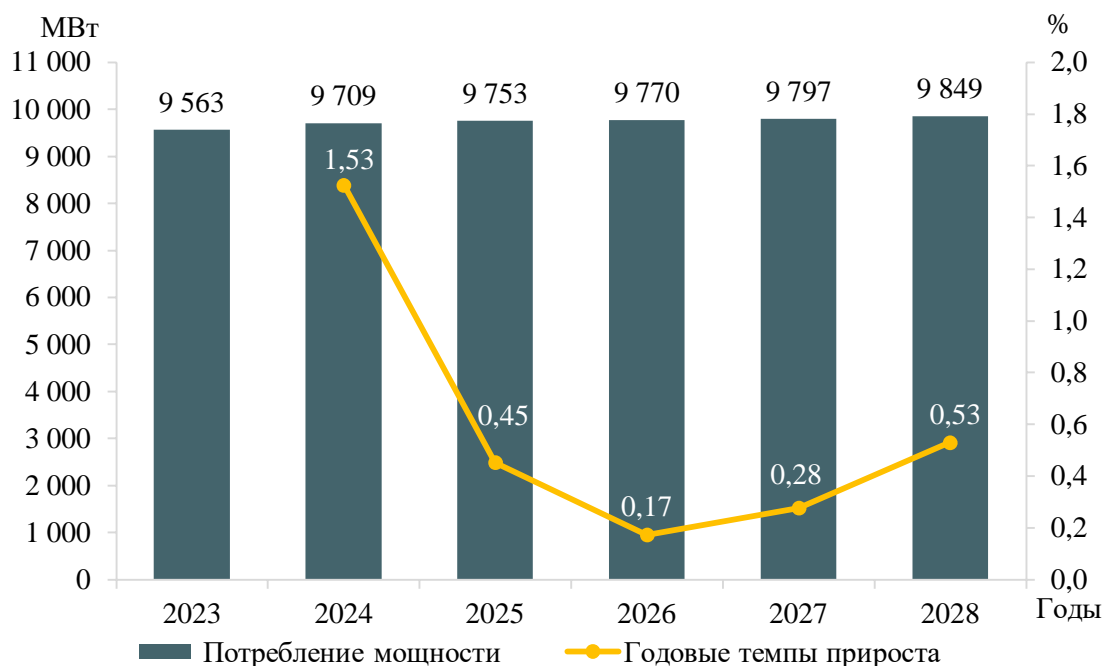


Рисунок 5 – Прогноз максимума потребления мощности энергосистемы Московской области и годовые темпы прироста за период 2023–2028 годов

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 2023–2028 годах составляют 77 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 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 2023–2028 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 энергосистеме г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2023–2028 годов представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Вводы генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Всего	–	1120,0	–	–	–	896,4	2016,4
ГАЭС	–	840,0	–	–	–	–	840,0
ТЭС	–	280,0	–	–	–	896,4	1176,4

В период 2023–2028 годов планируется завершение строительства Загорской ГАЭС-2 установленной мощностью 840 МВт в 2024 году.

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 2023–2028 годов предусматривается в результате проведения мероприятий по модернизации существующего генерирующего оборудования 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 2028 году составит 7434,0 МВт. К 2028 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, в период 2023–2028 годов представлена в таблице 24. Структура установленной мощности по типам электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 6.

Таблица 24 – Установленная мощность электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Всего	5484,6	6604,6	6537,6	6537,6	6537,6	7434,0
ГЭС	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4	47,4
ГАЭС	1200,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0	2040,0
ТЭС	4237,2	4517,2	4450,2	4450,2	4450,2	5346,6

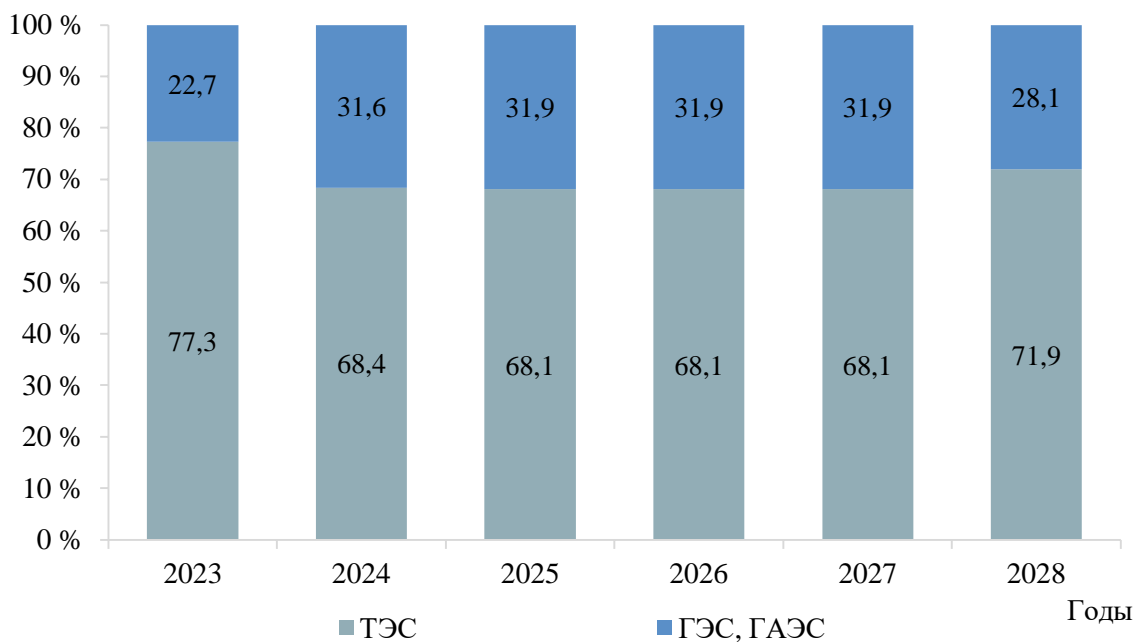


Рисунок 6 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы г. Москвы и Московской области, расположенных на территории Московской области

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) в период 2023–2028 годов приведены в приложении А.

4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 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 25.

Таблица 25 – 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	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Строительство второй цепи ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,9	–	–	–	–	–	5,9	1. Исключение 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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	18,5	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
	Расширение РУ 110 кВ ПС 220 кВ Луч на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	

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 26 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 26 – 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	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
1	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	Обеспечение выдачи мощности Загорская ГАЭС-2	АО «Загорская ГАЭС-2»	–	840
2	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				
3	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				
4	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 и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	2×500	–	–	–	–	–	1000	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Флагман» (I очередь), ООО «ПРОМСТРОЙ», ООО «Стройсервис», ООО «Евросити», ООО «ГИПЕРГЛО-БУС», ООО «Гранель»)	ООО «Флагман» (I очередь)	–	16
			220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	500		ООО «ПРОМСТРОЙ»	–	8
													ООО «Стройсервис»	–	5
													ООО «Евросити»	–	10
ООО «ГИПЕРГЛО-БУС»	–	15													
ООО «Гранель»	–	12													
5	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 «АГК-1»	ООО «АГК-1»	–	70
6	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 (АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»)	АО «ОЭЗ ТВТ «Дубна»	–	50
7	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА) каждый на автотрансформаторы 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	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ПАО «Машиностроительный завод»)	ПАО «Машиностроительный завод»	–	36
			220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	–				
8	Строительство ПС 110 кВ Машзавод с трансформаторами Т-1 110/6 кВ и Т-2 110/6 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Машиностроительный завод»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80				
	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Ногинск – Машзавод ориентировочной протяженностью 5 км	ПАО «Машиностроительный завод»	110	км	2×5	–	–	–	–	–	10				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
9	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 по 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×200 2×125	–	–	–	–	650	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Развитие»)	ООО «Развитие»	–	15
10	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				
11	Строительство ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино ориентировочной протяженностью 18,5 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	18,5	–	–	–	–	–	18,5				
12	Расширение РУ 110 кВ ПС 220 кВ Луч на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х				
13	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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	15,198	12,31
14	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	14,848	5
15	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 (ОАО «ДорХан-Можайск»)	ОАО «ДорХан-Можайск»	–	15
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Клязьма – Тополь с отпайкой на ПС Подлипки с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 9,7 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	9,7	–	–	–	9,7	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Просперити»)	ООО «Просперити»	–	10
17	Строительство двухцепной КВЛ 110 кВ Тютчево – Пушкино ориентировочной протяженностью 6 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×6	–	–	–	–	–	12				
18	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	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ЖК «Молоково»)	ООО «ЖК «Молоково»	–	6,4
19	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Пахра – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС Новоцементная с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 12,1 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×12,1	–	–	24,2	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «АЛЬФАТ ЕХФОРМ»)	ООО «АЛЬФАТ ЕХФОРМ»	–	9,6
20	Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Гулево – Подольск I, II цепь с отпайкой на ПС с увеличением пропускной способности ориентировочной протяженностью 1,3 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	–	2×1,3	–	–	2,6				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
21	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 и Т-4 110/10/10 мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	2×63	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ОАО «РЖД»)	ОАО «РЖД»	н/д	н/д
22	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 «Главстрой-СПб специализированный застройщик»)	ООО «Главстрой-СПб специализированный застройщик»	–	23
23	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»)	ООО «Специализированный застройщик «Юг Столицы»	–	9,7
24	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				
25	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 потребителей (ОАО «Оборонэнерго»)	ОАО «Оборонэнерго»	1,621	6,386
26	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»)	ОАО «РЖД»	15,198	12,31
27	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 «АГК-1»	ООО «АГК-1»	–	70
28	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				
29	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 «АГК-1»	ООО «АГК-1»	–	70
30	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				
31	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 «АГК-1»	ООО «АГК-1»	–	70
32	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				

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
33	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 «Ронд»)	ОАО «РЖД» ООО «Ронд»	н/д н/д	н/д н/д
34	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 потребителей (ООО «Ногинский Тепловой Центр»)	ООО «Ногинский Тепловой Центр»	–	15
35	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Истомкино – Монино до ПС 110 кВ Борилово ориентировочной протяженностью 0,5 км		110	км	0,5	–	–	–	–	–	0,5				
36	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»)	ОАО «РЖД»	9,302	19,661
37	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				
38	Строительство ПС 110/6 кВ Звездочка с трансформатором 110/6 кВ мощностью 25 МВА	ОАО «Оборон-энерго»	110	МВА	1×25	–	–	–	–	–	25	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»)	ФКП «Управление заказчика капитального строительства Министерства обороны РФ»	–	13,5
39	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 «Оборон-энерго»	110	км	0,1	–	–	–	–	–	0,1				
40	Реконструкция ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием ЛЭП 110 кВ Успенская – Голицыно ориентировочной протяженностью 13,336 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	13,336	–	–	–	–	13,336	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Комбинат Инновационных Технологий - Монарх»)	ООО «Комбинат Инновационных Технологий - Монарх»	–	10
41	Реконструкция ПС 110 кВ Сестра 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 16 МВА каждый и с установкой трансформатора Т-4 110/10 кВ мощностью 16 МВА	ММО «ОИЯИ»	110	МВА	2×16 1×16	–	–	–	–	–	48	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ММО «ОИЯИ»)	ММО «ОИЯИ»	–	35
42	Реконструкция ПС 110 кВ Дубна с заменой трансформатора Т-2 110/6 кВ мощностью 20 МВА на трансформатор 110/6/6 кВ мощностью 40 МВА	ММО «ОИЯИ»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40				
43	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 потребителей (ПАО «Аэрофлот – российские авиалинии»)	ПАО «Аэрофлот – российские авиалинии»	–	6,4
44	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 потребителей (ООО Специализированный застройщик «Котельники»)	ООО Специализированный застройщик «Котельники»	–	14
45	Строительство ЛЭП 110 кВ Гулево – Санаторная ориентировочной протяженностью 5,7 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	1×5,7	–	–	–	–	5,7	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ППК Косино»)	ООО «ППК Косино»	–	12

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение	Наименование заявителя	Ранее присоединенная мощность, МВт	Увеличение/ввод новой мощности, МВт
46	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	–	–	–	–	–	–	–				
47	Реконструкция ПС 110 кВ Радовицы с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 25 Мвар каждая	ПАО «Россети Московский регион»	110	Мвар	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «ЭкоЛайн-ВторПласт»)	ООО «ЭкоЛайн-ВторПласт»	–	10
48	Реконструкция ПС 110 кВ Пушино 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	Обеспечение технологического присоединения потребителей (Администрация городского округа Пушино)	Администрация городского округа Пушино	–	10

4.3 Мероприятия по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащиеся в утвержденных СиПР ЕЭС России на 2022–2028 годы и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

Сводный перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России [5] и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия, приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше, содержащихся в СиПР ЕЭС России и базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ, по которым отсутствуют предложения сетевых организаций, направленные на уточнение параметров мероприятия

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой линейного ШР мощностью 180 Мвар в КВЛ 500 кВ Западная – Очаково	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	1×180	–	–	–	–	180	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 500 кВ Западная с установкой линейного ШР мощностью 180 Мвар в ВЛ 500 кВ Белый Раст – Западная	ПАО «Россети»	500	Мвар	–	–	–	–	1×180	–	180	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	Строительство ПС 220/110 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	400	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
5	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220/110 кВ ориентировочной протяженностью 1 км каждый ориентировочной протяженностью 1 км	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	2	
6	Строительство заходов на ПС 220/110 кВ КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	4×0,5	–	–	–	2	
7	Строительство ПП 110 кВ с заходами (в месте сплетения ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская II цепь с отпайками и кабельных заходов 110 кВ на ПС 110 кВ Звенигород)	ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	х	
8	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	
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от новой ПС 220/110 кВ до нового ПП 110 кВ ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×9	–	–	–	18	
10	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 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
11	Реконструкция ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием ЛЭП 110 кВ Успенская – Голицыно ориентировочной протяженностью 13,336 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	13,336	–	–	–	–	13,336	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
12	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
13	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
14	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
15	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
16	Реконструкция ПС 110 кВ Сухарево 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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
17	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
18	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
19	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 63 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	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
			110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	80	
20	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
21	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
22	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
23	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
24	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
25	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
26	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений.
27	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
28	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
29	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 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
30	Реконструкция ПС 110 кВ Успенская демонтаж трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-3 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый и 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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
31	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
32	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
33	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
34	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
35	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 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
36	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×63	–	126	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
37	Реконструкция ПС 110 кВ Полиграф 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	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
38	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
39	Реконструкция ПС 110 кВ Голицыно 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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
40	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
41	Реконструкция ПС 110/10 кВ Бронницы с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
42	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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
43	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 40 МВА	ОАО «РЖД»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
44	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
45	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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности

4.4 Перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)

На основании проведённого анализа сформирован перечень обоснованных предложений сетевых организаций по уточнению мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ, содержащихся в базовом варианте согласованных АО «СО ЕЭС» редакций схем и программ развития электроэнергетики субъектов РФ и направленных на исключение рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (таблица 28).

Таблица 28 – Перечень обоснованных мероприятий для исключения заявленных сетевыми организациями рисков ввода ГАО

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Реконструкция ПС 110 кВ Соловьево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	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 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	160	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
3	Реконструкция ПС 110 кВ Прудная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
4	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
5	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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
6	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
7	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
8	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

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 [6]).

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

– на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов (опубликован 28.09.2022 на официальном сайте Минэкономразвития России в сети Интернет);

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

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

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 в долгосрочной перспективе, скоординированного развития сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, в том числе были решены следующие задачи:

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

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

Величина потребления электрической энергии Московской области оценивается в 2028 году в объеме 64972 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 1,02 %.

Потребление мощности Московской области к 2028 году увеличится и составит 9849 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – -0,03 %.

Годовое число часов использования потребления мощности Московской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 6119–6187 час/год.

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Московской области в 2023–2028 годах составляют 77 МВт.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях, расположенных на территории Московской области в период 2023–2028 годов предусматриваются в объеме 2016,4 МВт.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций, расположенных на территории Московской области, в 2028 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 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 353,109 км, трансформаторной мощности 8978 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: 09.01.2023).

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 (ред. от 28.12.2020) : зарегистрирован М-вом юстиции 28 марта 2019 года, регистрационный № 54199. – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 27.06.2022).

3. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Московской области на период 2023–2027 годов : утверждены Постановлением Губернатора Московской области от 29 апреля 2022 г. № 145-ПГ «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Московской области на период 2023–2027 годов». – Текст : электронный. – URL: <https://mosreg.ru/dokumenty/normotvorchestvo/prinyato-gubernatorom/postanovleniya/23-11-2022-15-22-57-postanovlenie-gubernatora-moskovskoy-oblasti-ot> (дата обращения: 01.12.2022).

4. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». – Текст : электронный. – URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 28.09.2022).

5. 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: 27.06.2022).

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 2028 года

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	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		
		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		
Загорская ГАЭС-2	ПАО «РусГидро»												
		1	ГАЭС	-			210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		2	ГАЭС				210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		3	ГАЭС				210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
		4	ГАЭС				210,0	210,0	210,0	210,0	210,0	Ввод в эксплуатацию в 2024 г.	
Установленная мощность, всего		-	-				840,0	840,0	840,0	840,0	840,0		
Каширская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»			Газ									
		1	ПГУ-450									448,2	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.
		2	ПГУ-450								448,2	Ввод в эксплуатацию в 2028 г.	
Установленная мощность, всего		-	-								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		
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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
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		
		2	П-6-35/5М		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		
Установленная мощность, всего		–	–	–	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		
		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		
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	Ввод в эксплуатацию 23.06.2022
		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		–	–	–	1070,0	1365,0	1365,0	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		
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		
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		
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		
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		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание	
					Установленная мощность (МВт)								
ТЭЦ МОФ «Мечел-Энерго»	МОФ «Мечел-Энерго»	2	П-6-35/5м	Газ, коксовый газ	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		
		4	П-6-35/5 (АП-6) («Лаваль»)		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		
		6	П-6-35/5м		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
ТЭЦ Воскресенские минеральные удобрения	АО «Воскресенские минеральные удобрения»	1	ПР-6-35/10/1,2	Газ, мазут	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		
		3	Р-12-35/35/5М		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
Можайский гидроузел	АО «Мосводоканал»	1-2	РО123-ВМ-120	–	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
		Рузская ГЭС-2	1		РО123-ВМ-120	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	
		Рузская ГЭС-34	1-2		ПЛ20/811-В-160	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	
		Озернинская ГЭС-3	1		РО123-ВМ-120	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
Истринская ГЭС	АО «Мосводоканал»	1	РО 45/820-В-120	–	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		2	РО 45/820-В-120		1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4		
		3	Е 7570		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
Акуловский гидроузел	АО «Мосводоканал»	1	ФТ-21/2	–	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	
		Установленная мощность, всего	–		–	–	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Вазузская гидротехническая система	АО «Мосводоканал»	1-2	ПЛ20/811-В-160	–	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2		
		Верхнерузская ГЭС-33	1-2		ПЛ20/811-В-160	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
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		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	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		
		Установленная мощность, всего	–		–	–	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
ТЭЦ Энергоцентра Томилино	АО «Газпром теплоэнерго»	1	MAN 18V32/40 PGI	Газ	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8		

Электростанция	Генерирующая компания	Станционный номер	Тип турбины	Вид топлива	По состоянию на 01.01.2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Примечание
					Установленная мощность (МВт)							
		2	MAN 18V32/40 PGI		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	
Установленная мощность, всего		–	–	–	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	23,4	
ТЭС Хметьево (код ГТП GVIE0643)	ООО «АГК-1»											
		1	ПТУ КП-77-6.8	Биотопливо			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	
ТЭС Аксёново (код ГТП GVIE0644)	ООО «АГК-1»											
		1	ПТУ КП-77-6.8	Биотопливо			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	
ТЭС Заводская (код ГТП GVIE0645)	ООО «АГК-1»											
		1	ПТУ КП-77-6.8	Биотопливо			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	
ТЭС Свистягино (код ГТП GVIE0646)	ООО «АГК-1»											
		1	ПТУ КП-77-6.8	Биотопливо			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	

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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	760,72	760,72
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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	760,72	760,72
					500	Мвар	–	–	–	–	1×180	–	180	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	831,55	831,55

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
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 и установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 100 МВА каждый	ПАО «Россети»	500	МВА	2×500	–	–	–	–	–	1000	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	14900	3860,7
				ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×250	–	–	–	–	500	2024			
				ПАО «Россети»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–	200	2023			
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 по 125 МВА каждый	ПАО «Россети»	220	МВА	–	2×200 2×125	–	–	–	–	650	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	6072,30	3995,08
5	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 500 кВ Ногинск с заменой автотрансформаторов АТ-3 220/110 кВ и АТ-4 220/110 кВ мощностью 180 МВА (три однофазных трансформатора мощностью 60 МВА) каждый на автотрансформаторы 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	2023	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	10272,82	5068,68	
				ПАО «Россети»	220	МВА	2×100	–	–	–	–	–					200

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
6	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПС 220/110 кВ с двумя автотрансформаторами 220/110 кВ мощностью не менее 200 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	220	МВА	–	–	2×200	–	–	–	400	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	1967,52	1967,52
7	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов КВЛ 220 кВ Дорохово – Слобода I цепь на ПС 220/110 кВ ориентировочной протяженностью 1 км каждый ориентировочной протяженностью 1 км	ПАО «Россети Московский регион»	220	км	–	–	2×1	–	–	–	2	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	40,54	40,54
8	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство заходов на ПС 220/110 кВ КВЛ 110 кВ Звенигород – Ивановская и ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская с отпайками ориентировочной протяженностью 0,5 км каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	4×0,5	–	–	–	2	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	40,54	40,54

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
9	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство ПП 110 кВ с заходами (в месте сплетения 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	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	627,8	627,8
10	г. Москвы и Московской области	Московская область		ПАО «Россети Московский регион»	110	х	–	–	х	–	–	–	х	–			
11	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 110 кВ Кубинка – Ивановская I, II цепь с отпайками на участке от новой ПС 220/110 кВ до нового ПП 110 кВ ориентировочной протяженностью 9 км каждый с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	–	2×9	–	–	–	18	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	386,74	386,74
12	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 с увеличением пропускной способности	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	2×4	–	–	–	–	–	8	2023	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⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
13	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ВЛ 35 кВ Голицыно – Успенская с переводом на напряжение 110 кВ и образованием ЛЭП 110 кВ Успенская – Голицыно ориентировочной протяженностью 13,336 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	–	13,34	–	–	–	–	13,34	2024	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	51,8	51,79
14	г. Москвы и Московской области	Московская область	Строительство второй ВЛ 110 кВ Гулево – Весенняя ориентировочной протяженностью 5,9 км	ПАО «Россети Московский регион»	110	км	5,9	–	–	–	–	–	5,9	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	58,1	28,21
15	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	1. Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений. 2. Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	7312,26	3326,1
16	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 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⁾							Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
17	г. Москвы и Московской области	Московская область	Расширение РУ 110 кВ ПС 220 кВ Луч на одну ячейку для подключения ВЛ 110 кВ Луч – Ядрошино	ПАО «Россети»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	114,56	114,56
18	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	163,49	163,49
19	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	289,96	289,96
20	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	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	956,98	956,98

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
21	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	–	–	–	–	–	25	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	107,84	107,84
22	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сухарево 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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	205,78	205,78
23	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	245,51	245,51

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
24	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	122,76	122,76
25	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 63 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	2×63	–	–	–	–	–	126	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1391,36	0,04
				ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	–		122,76	122,76
26	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	289,96	289,96

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
27	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	559,16	559,16
28	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	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	591,63	564,67
29	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	205,78	205,78

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
30	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	817,97	817,97
31	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	298,11	296,99
32	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	245,51	245,51

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
33	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	289,96	289,96
34	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1439,46	1439,46
35	г. Москвы и Московской области	Московская область	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	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	430,39	430,39
36	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Успенская демонтаж трансформаторов Т-1 35/6 кВ и Т-3 35/6 кВ мощностью 10 МВА каждый и установкой двух трансформаторов 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	2×25	–	–	–	50	2025	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	886,69	844,36

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
37	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	2026	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	848,33	847,86
38	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	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	2134,9	2051,47
39	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 рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	245,51	245,51

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
40	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	205,78	205,78
41	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 40 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×40	–	–	–	–	–	40	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	391,12	391,12
42	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Сидорово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	–	–	–	2×63	–	126	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности		

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
43	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Полиграф 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	2025	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	751,34	751,34
44	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Минеральная с заменой трансформатора Т-3 110/35/6 мощностью 25 МВА на трансформатор мощностью 63 МВА	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	1×63	–	–	–	–	–	63	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	989,40	988,75
45	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Голицыно 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	2027	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	187,24	187,24
46	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1088,13	405,75

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
47	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110/10 кВ Бронницы с заменой трансформаторов Т-1 110/10/10 кВ и Т-2 110/10/10 кВ мощностью 40 МВА каждый на два трансформатора 110/10/10 кВ мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1265,35	1265,35
48	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Нахабино с заменой трансформаторов Т-3 110/10/10 и Т-4 110/10/10 мощностью 25 МВА каждый на два трансформатора мощностью 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	2026	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	683,82	8,02
49	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	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	228,84	228,84

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
50	г. Москвы и Московской области	Московская область	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	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	786,43	737,38
51	г. Москвы и Московской области	Московская область	Реконструкция ПС 110 кВ Соловьево с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	735,2	735,2
52	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 80 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×80	–	–	–	–	–	160	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1046,96	1046,96

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
53	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 каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	245,51	245,51
54	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 40 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	245,51	245,51
55	г. Москвы и Московской области	Московская область	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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×40	–	–	–	–	–	80	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	228,84	228,84

№ 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 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)
							2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028				
56	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 63 МВА каждый	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	245,51	245,51
57	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	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	1363,58	1305,01
58	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⁾						Планируемый год реализации ²⁾	Основное назначение	Полная стоимость в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	Инвестиции за период 2023–2028 годов в прогнозных ценах соответствующих лет, млн руб. (с НДС)	
							2023	2024	2025	2026	2027	2028					2023–2028
59	г. Москвы и Московской области	Московская область	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	ПАО «Россети Московский регион»	110	МВА	–	2×40	–	–	–	–	80	2026	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	736,60	710,60

Примечания

1¹⁾ Необходимый год реализации – 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. Если необходимость реализации мероприятия была определена в ретроспективном периоде или в году разработки СиПР ЭЭС России, то в качестве необходимого указывается первый год среднесрочного периода.

2²⁾ Планируемый год реализации – год среднесрочного периода, определенный с учетом планов и решений по перспективному развитию энергосистемы, строительству, реконструкции, модернизации, техническому перевооружению, вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации объектов по производству электрической энергии (мощности) и объектов электросетевого хозяйства, учтенных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики, утвержденных уполномоченным органом или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, государственных программах, комплексном плане модернизации и расширения магистральной инфраструктуры, иных решениях Правительства Российской Федерации либо Министерства 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.