

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

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

КАЛУЖСКАЯ ОБЛАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 Описание энергосистемы	10
1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Калужской области.....	10
1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии	10
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	11
1.5 Фактические вводы, демонтажи, реконструкции ЛЭП и трансформаторов 110 кВ и выше в ретроспективном периоде на 5 лет.....	13
2 Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики.....	15
2.1 Описание энергорайонов, характеризующихся рисками ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).....	15
2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Мирная	15
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).....	18
2.2.1 Предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ	18
2.2.2 Предложения по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже	23
2.2.3 Предложения по реализации мероприятий, направленных на снижение недоотпуска электрической энергии потребителям	24
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.....	26
2.3.1 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше	26
2.3.2 Перечень мероприятий по развитию электрических сетей 110 (150) кВ	26
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	30
3 Основные направления развития электроэнергетики на 2023–2028 годы.....	31
3.1 Перечень основных инвестиционных проектов, учитываемых при разработке среднесрочного прогноза потребления электрической энергии и мощности.....	31
3.2 Прогноз потребления электрической энергии.....	33
3.3 Прогноз потребления электрической мощности	34
3.4 Основные объемы и структура вывода из эксплуатации, ввода мощности, модернизации генерирующего оборудования	35
4 Предложения по развитию электрических сетей на 2023–2028 годы.....	37
4.1 Мероприятия, направленные на исключение существующих рисков ввода графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) в электрической сети 110 кВ и выше	37
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 Калужской области	39
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	41
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)	43
5 Техничко-экономическое сравнение вариантов развития электрической сети.....	45
6 Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей и укрупненные капитальные вложения в их реализацию.....	46
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	47
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	48
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации.....	49

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	50
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Реестр ТУ на ТП, учтенных при анализе перспективной загрузки центров питания 110 (150) кВ и выше с указанием реквизитов по каждому ТУ на ТП.....	52

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

В настоящих материалах применяют следующие сокращения и обозначения:

АДН	–	аварийно допустимое напряжение
АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АТ	–	автотрансформатор
БСК	–	батарея статических конденсаторов
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВН	–	высокое напряжение
ОВ	–	обходной выключатель
ГАО	–	график аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности)
ГТУ	–	газотурбинная установка
ДЦ	–	диспетчерский центр
ЕЭС	–	Единая энергетическая система
зимний режим максимальных нагрузок при ТНВ -25 °С; Макс зима 0,92	–	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 25 °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

зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ -25 °С; Мин зима 0,92	– 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 25 °С
зимний режим минимальных нагрузок при ТНВ +5 °С; Мин зима МУ	– 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
ИП	– инвестиционный проект
ИТС	– индекс технического состояния
КВЛ	– кабельно-воздушная линия электропередачи
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С; Макс лето	– 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 18 °С
летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +30 °С; ПЭВТ	– 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

летний режим минимальных нагрузок при ТНВ +18 °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 18 °С
ЛЭП	–	линия электропередачи
Минэкономразвития России	–	Министерство экономического развития Российской Федерации
Минэнерго России	–	Министерство энергетики Российской Федерации
МЭС	–	магистральные электрические сети
н/д	–	нет данных
ОН	–	отключение нагрузки
ОРУ	–	открытое распределительное устройство
отп.	–	отпайка от линии электропередачи
ПА	–	противоаварийная автоматика
ПАР	–	послеаварийный режим
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
СиПР	–	Схема и программа развития / Схема и программа развития электроэнергетики / Схема и программа перспективного развития электроэнергетики / Программа перспективного развития электроэнергетики. Схема перспективного развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики. Схема развития электроэнергетики / Программа развития электроэнергетики
СН	–	среднее напряжение
СО ЕЭС	–	Системный оператор Единой энергетической системы
СРС	–	схемно-режимная ситуация
СШ	–	система (сборных) шин
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	– шинный разъединитель
ПМЭС	– предприятие магистральных электрических сетей
ШСВ	– шиносоединительный выключатель
ЭЭ	– электрическая энергия
$I_{\text{ном}}$	– номинальный ток
$S_{\text{ддн}}$	– длительно допустимая нагрузка трансформатора
$S_{\text{ном}}$	– номинальная полная мощность
$U_{\text{ном}}$	– номинальное напряжение
ΔW	– значение потерь электрической энергии

ВВЕДЕНИЕ

В настоящих материалах приведена информация о фактическом состоянии электроэнергетики энергосистемы Калужской 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 потребления электрической энергии и мощности.

В материалах приведен прогноз потребления электрической энергии и прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской 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 Калужской 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 Калужской области Российской Федерации охватывает территорию Калужской области, которая входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ.

Основные сетевые организации, осуществляющие функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям на территории Калужской области:

- филиал ПАО «Россети» – Приокское ПМЭС – предприятие, осуществляющее функции управления Единой национальной (общероссийской) электрической сетью на территории Калужской, Тульской и Рязанской областей;
- филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Калугаэнерго» – предприятие, осуществляющее функции передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям 0,4–110 кВ на территории Калужской области.

1.1 Основные внешние электрические связи энергосистемы Калужской области

Энергосистема Калужской области связана с энергосистемами:

- г. Москвы и Московской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 2 шт., ВЛ 110 кВ – 1 шт.;
- Рязанской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Рязанское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт.;
- Смоленской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 500 кВ – 1 шт., ВЛ 220 кВ – 1 шт.;
- Тульской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ): ВЛ 220 кВ – 6 шт., ВЛ 110 кВ – 9 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.;
- Брянской области (операционная зона Филиала АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ): ВЛ 220 кВ – 1 шт., ВЛ 110 кВ – 3 шт., ВЛ 35 кВ – 1 шт.

1.2 Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии

Перечень основных существующих крупных потребителей электрической энергии энергосистемы Калужской области с указанием максимальной потребляемой мощности за 2021 год приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень основных существующих крупных потребителей энергосистемы Калужской области

Наименование потребителя	Максимальное потребление мощности, МВт
Более 100 МВт	
ООО «НЛМК-Калуга»	167
Более 20 МВт	
ООО «Агро-Инвест»	92
ОАО «РЖД»	60
НИЦ «Курчатовский институт»-ИФВЭ	46
ООО «Холсим (Рус) СМ»	34
ООО «Фольксваген Груп Рус»	24

1.3 Фактическая установленная мощность электрических станций, структура генерирующих мощностей

Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области на 01.01.2022 составила 142,0 МВт на ТЭС.

В структуре генерирующих мощностей энергосистемы Калужской области доля ТЭС составляет 100 %.

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

Изменения установленной мощности электростанций с выделением информации по вводу в эксплуатацию, перемаркировке (модернизации, реконструкции), выводу из эксплуатации за 2021 год приведены в таблице 2.

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

Наименование	На 01.01.2021	Изменение мощности				На 01.01.2022
		Ввод	Вывод из эксплуатации	Перемаркировка	Прочие изменения	
Всего	142,0	–	–	–	–	142,0
ТЭС	142,0	–	–	–	–	142,0

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 Калужской области приведены в таблице 3 и на рисунках 1, 2.

Таблица 3 – Динамика потребления электрической энергии и максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области

Показатель	Год				
	2017	2018	2019	2020	2021
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	6773	6921	6821	7066	7492
Годовой темп прироста, %	2,73	2,19	-1,44	3,59	6,03
Максимум потребления мощности, МВт	1095	1160	1146	1222	1270
Годовой темп прироста, %	-1,62	5,94	-1,21	6,63	3,93
Число часов использования максимума потребления мощности	6185	5966	5952	5782	5899
Дата и время прохождения максимума потребления мощности(мск), дд.мм/чч:мм	09.02 11:00	20.12 10:00	23.01 11:00	11.12 13:00	23.12 17:00
Среднесуточная ТНВ, °С	-12,8	-13,5	-18,0	-7,2	-15

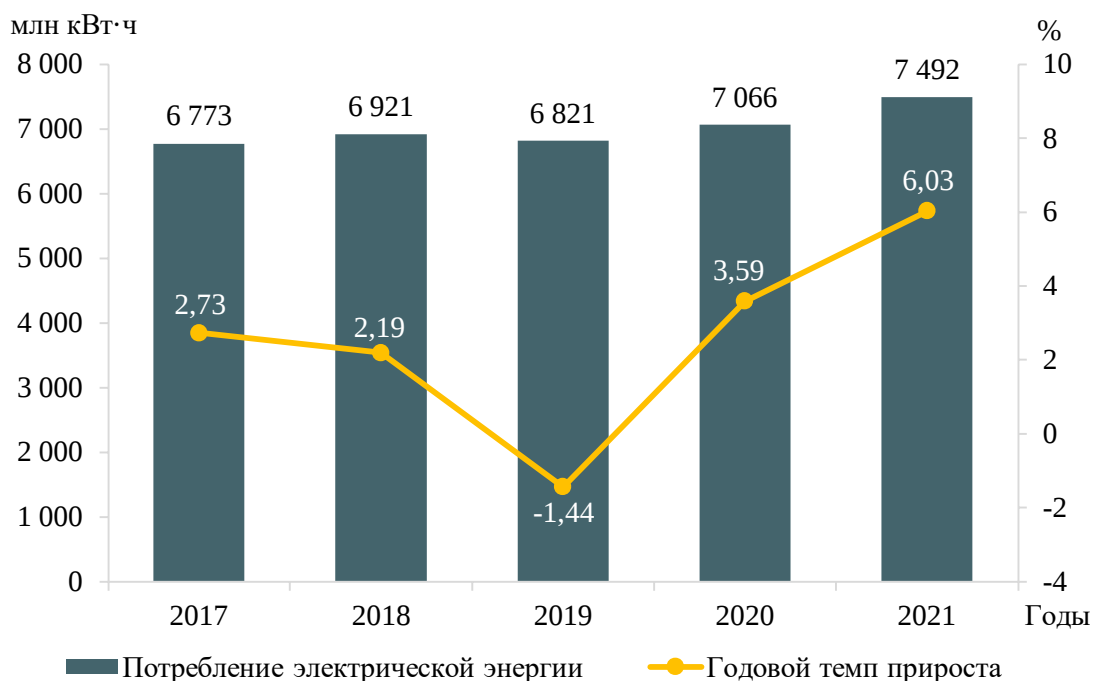


Рисунок 1 – Потребление электрической энергии энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

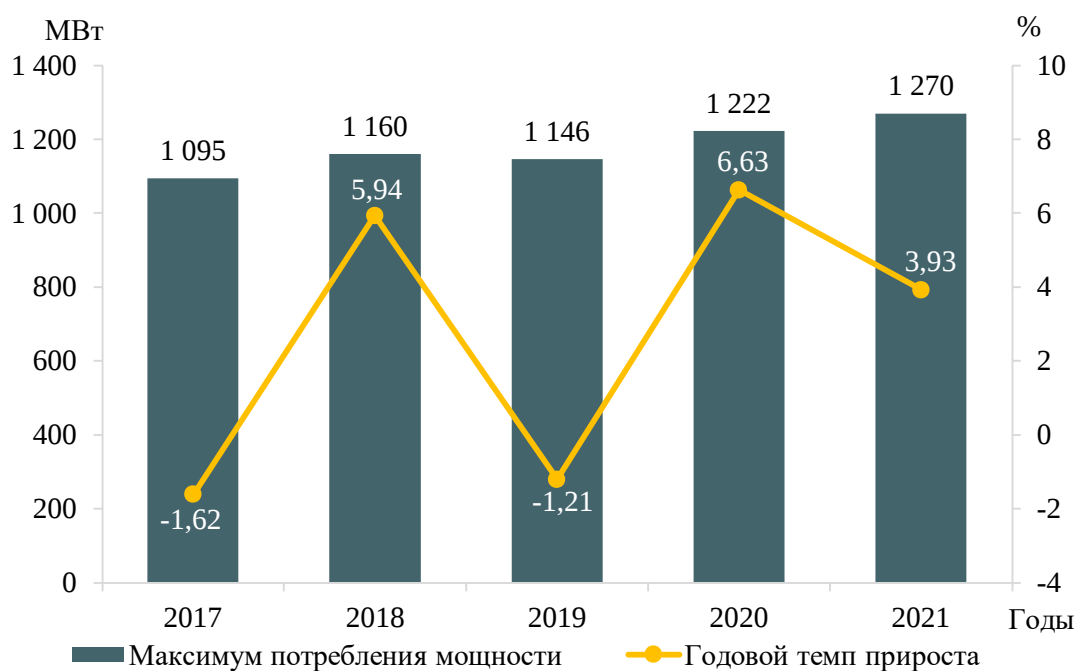


Рисунок 2 – Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста за период 2017–2021 годов

За период 2017–2021 годов потребление электрической энергии энергосистемы Калужской области выросло на 899 млн кВт·ч и составило в 2021 году 7492 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста 2,59 %. Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии составил 6,03 % в 2021 году, наибольшее снижение зафиксировано в 2019 году и составило -1,44 %.

В период 2017–2021 годов максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области вырос на 157 МВт и составил 1270 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста мощности 2,67 %.

Наибольший годовой прирост мощности составил 6,63 % в 2020 году, что обусловлено вводом новых потребителей; наибольшее снижение мощности в 2017 году и составило -1,62 %.

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

- введением карантинных мер в 2020 году и их послаблением в 2021 году;
- разницей среднесуточных ТНВ в дни прохождения годовых максимумов потребления мощности;
- увеличением потребления промышленными предприятиями;
- присоединением новых потребителей, в том числе крупного потребителя по круглогодичному выращиванию овощей ООО «Агро-Инвест».

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 за ретроспективный период на территории энергосистемы Калужской области приведен в таблице 4. Перечень изменений состава и параметров трансформаторов и другого электротехнического оборудования за ретроспективный период на территории энергосистемы Калужской 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	Выполнение захода ВЛ 220 кВ Мирная – Метзавод II цепь на ПС 220 кВ Созвездие с образованием ВЛ 220 кВ Созвездие – Мирная	ПАО «Россети»	2017	1,78 км
2	220 кВ	Выполнение захода ВЛ 220 кВ Мирная – Метзавод II цепь на ПС 220 кВ Созвездие с образованием ВЛ 220 кВ Созвездие – Метзавод II цепь	ПАО «Россети»	2017	2,22 км
3	220 кВ	Строительство отпайки на ПС 220 кВ Войлово от ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная	ПАО «Россети»	2018	0,09 км
4	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Михали от ВЛ 110 кВ Кондрово – Юхнов Северная с отпайками	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	33,56 км
5	110 кВ	Строительство новой отпайки на ПС 110 кВ Михали от ВЛ 110 кВ Кондрово – Черкасово с отпайками	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	33,56 км

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
6	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Университет от ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками I цепь (ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита 1 с отп.)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	1,62 км
7	110 кВ	Строительство отпайки на ПС 110 кВ Университет от ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками II цепь (ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита 2 с отп.)	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	1,62 км

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

№ п/п	Класс напряжения	Наименование мероприятия	Принадлежность	Год	Параметры
1	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Промзона с двумя трансформаторами 110/10 кВ	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	2017	2×40 МВА
2	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Войлово	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	2018	160 МВА
3	220 кВ	Установка трансформатора на ПС 220 кВ Созвездие	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	250 МВА
4	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Протва	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2018	40 МВА
5	220 кВ	Замена трансформатора на ПС 220 кВ Литейная	ПАО «Россети»	2019	200 МВА
6	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Промзона № 2 с двумя трансформаторами 110/10 кВ	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	2020	2×63 МВА
7	110 кВ	Замена трансформаторов на ПС 110 кВ Квань	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×16 МВА
8	110 кВ	Строительство ПС 110 кВ Михали	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2020	2×6,3 МВА
9	110 кВ	Замена трансформатора на ПС 110 кВ Вега	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	2021	40 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 Калужской области к энергорайону, характеризующемуся рисками ввода ГАО относится:

– энергорайон ПС 220 кВ Мирная.

2.1.1 Энергорайон расположения ПС 220 кВ Мирная

В таблице 6 представлены режимно-балансовые условия и схемно-режимные ситуации, при которых выявлены риски необходимости ввода ГАО в энергорайоне расположения ПС 220 кВ Мирная.

Таблица 6 – Результаты расчетов для наиболее тяжелых режимно-балансовых условий и схемно-режимных ситуаций энергорайона расположения ПС 220 кВ Мирная

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, 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 +18 °С в случае аварийного отключения АТ-2 ПС 220 кВ Мирная в схеме двойного ремонта 1скш-110 ПС 220 кВ Созвездие и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками, СВ-110 ПС 110 кВ Русиново и ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками превышает АДТН на величину до 60 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 68,9 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме ¹⁾	Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками составляет 925 А (160 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 580 А (провод ЛЭП; ошиновка на ПС 110 кВ Русиново). Расчетная токовая нагрузка СВ-110 ПС 110 кВ Русиново составляет 716 А (124 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 580 А (ошиновка). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками составляет 607 А (105 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 580 А (провод ЛЭП, ошиновка на ПС 110 кВ Русиново)	Превентивно в двойной ремонтной схеме: перевод ПС 110 кВ Ворсино, ПС 110 кВ Денисово и ПС 110 кВ Строительная на питание от КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками; перевод ПС 110 кВ Окружная на питание от ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная; отключение ВЛ 110 кВ Созвездие – Мишуково со стороны ПС 220 кВ Созвездие; перевод РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 на ПС 220 кВ Спутник в положение 1; перевод РПН АТ-2 на ПС 220 кВ Созвездие в положение 13	Реализация ПА на ПС 220 кВ Созвездие в рассматриваемом районе (АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками) с действием на отключение нагрузки в объеме 68,9 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)	Отсутствуют	н/д
В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в случае аварийного отключения КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками в схеме двойного ремонта 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-2 ПС 220 кВ Мирная расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново, секционная перемычка 110 кВ ПС 110 кВ Балабаново, ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново, ШСВ 110 ПС 110 кВ Обнинск и ВЛ 110 кВ Мирная – Обнинск с отпайкой на Доброе превышает АДТН на величину до 67 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 40 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме ¹⁾	Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново составляет 805 А (167 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 483 А (провод ЛЭП; ошиновка на ПС 110 кВ Балабаново). Расчетная токовая нагрузка секционной перемычки 110 кВ ПС 110 кВ Балабаново составляет 728 А (151 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 483 А (ошиновка). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново составляет 706 А (146 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 483 А (ошиновка на ПС 110 кВ Балабаново). Расчетная токовая нагрузка ШСВ 110 ПС 110 кВ Обнинск составляет 711 А (143 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 498 А (ошиновка). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Обнинск с отпайкой на Доброе	Превентивно в двойной ремонтной схеме: перевод ПС 110 кВ Строительная на питание от КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками; перевод ПС 110 кВ Окружная на питание от ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная; перевод РПН АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Созвездие в положение 13; перевод РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 на ПС 220 кВ Спутник в положение 1; отключение ВЛ 110 кВ Созвездие – Мишуково со стороны ПС 220 кВ Созвездие	Реализация ПА на ПС 220 кВ Созвездие в рассматриваемом районе (АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново) с действием на отключение нагрузки в объеме 40 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)	Отсутствуют	н/д

Схемно-режимная и режимно-балансовая ситуации, 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
		составляет 693 А (143 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 483 А (провод ЛЭП)				
В летний режим максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С в случае аварийного отключения ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново в схеме двойного ремонта 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками, СВ 110 Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 и ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная превышает АДТН на величину до 36 %. Для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений требуется ввод ГАО в объеме до 11,1 МВт	Нормативное возмущение в двойной ремонтной схеме (до 20 минут после нормативного возмущения в двойной ремонтной схеме) / Отсутствие превышения АДТН, напряжение выше АДН в послеаварийной схеме ¹⁾	Расчетная токовая нагрузка КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками составляет 659 А (136 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 483 А (провод ЛЭП; ошиновка на Обнинской ГТУ-ТЭЦ № 1). Расчетная токовая нагрузка СВ 110 Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 составляет 547 А (113 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 483 А (ошиновка). Расчетная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная составляет 594 А (123 % от АДТН). <i>Допустимые параметры:</i> 483 А (провод ЛЭП; ошиновка на Обнинской ГТУ-ТЭЦ № 1)	Превентивно в двойной ремонтной схеме: перевод ПС 110 кВ Радищево на питание от ВЛ 110 кВ Суходрев – Черкасово; перевод ПС 110 кВ Денисово на питание от ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново; отключение ВЛ 110 кВ Созвездие – Мишуково со стороны ПС 220 кВ Созвездие перевод РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 на ПС 220 кВ Спутник в положение 1; перевод РПН АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Созвездие в положение 13	реализация ПА на ПС 220 кВ Созвездие в рассматриваемом районе (АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками) с действием на отключение нагрузки в объёме 11,1 МВт (нагрузка подстанций 110 кВ, запитанных от шин 110 кВ ПС 220 кВ Мирная)	Отсутствуют	н/д

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.

2.2 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 7 представлены данные по ТНВ в дни контрольного замера (лето, зима) для каждого года ретроспективного пятилетнего периода.

Таблица 7 – Температура наружного воздуха в дни контрольных замеров

Год	Дата контрольного замера	ТНВ в день контрольного замера, °С
2017	20.12.2017	-0,5
	21.06.2017	14,6
2018	19.12.2018	-10,2
	20.06.2018	19,3
2019	18.12.2019	3,2
	19.06.2019	20,7
2020	16.12.2020	-2,6
	17.06.2020	22,1
2021	15.12.2021	-2,7
	16.06.2021	19,7

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

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

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

2.2.1.1 ПАО «Россети Центр и Приволжье»

По данным ПАО «Россети Центр и Приволжье» рассмотрены предложения по увеличению трансформаторной мощности подстанций 110 кВ в целях исключения

рисков ввода ГАО. В таблице 8 представлены данные контрольного замера за период 2017–2021 годов, в таблице 9 приведены данные по допустимой длительной перегрузке (без ограничения длительности) трансформаторов ПС на перспективный период, в таблице 10 приведена расчетная перспективная нагрузка центров питания. Полный перечень всех учтенных ТУ на ТП к объектам ПАО «Россети Центр и Приволжье» с указанием реквизитов представлен в таблице В.1 приложения В.

Таблица 8 – Фактическая загрузка нагрузочных трансформаторов подстанций 110 кВ и выше в дни зимнего и летнего контрольного замера за последние пять

№ 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 загрузка, день зимнего контрольного замера, МВА					Фактическая загрузка, день летнего контрольного замера, МВА					Объем перевода нагрузки по сети 6–35 кВ в течение 20 минут после нормативных возмущений, МВА
									2017	2018	2019	2020	2021	2017	2018	2019	2020	2021	
1	ПС 110/10 кВ Белкино	110	Т-1	ТРДН-25000/110/10-66	115/6,3/6,3	25	1975	76,9	10,84	11,58	13,44	13,46	15	6,36	7,56	7,54	7,26	8,88	0
			Т-2	ТРДН-40000/110-У1	115/6,3/6,3	40	2010	83,73	12,21	10,5	9,3	11,54	10,37	10,12	8,87	9,11	9,37	9,37	0
2	ПС 110/10 кВ Радищево	110	Т-1	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1976	87,5	9,76	10,1	8,77	8,77	11,23	6,97	6,81	5,28	7,11	6,58	0
			Т-2	ТДН-16000/110/10	115/11	16	1976	50	7,31	8,39	7,52	9,45	10,16	5,65	5,51	6,22	5,41	5,98	0

Таблица 9 – 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 110/10 кВ Белкино	Т-1	ТРДН-25000/110/10-66	1975	76,9	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТРДН-40000/110-У1	2010	83,73	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08
3	ПС 110/10 кВ Радищево	Т-1	ТДН-16000/110/10	1976	87,5	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82
		Т-2	ТДН-16000/110/10	1976	50	1,2	1,2	1,15	1,08	1	0,91	0,82

Таблица 10 – Перспективная нагрузка центров питания с учетом договоров на ТП

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная загрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации 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 110/10 кВ Белкино	2021	25,37	ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040668	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015	27,61	27,61	27,61	27,61	27,61	27,61
				ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040673	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040678	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040680	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040689	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040691	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040695	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						

№ п/п	Наименование ЦП 110 кВ и выше	Максимальная нагрузка за последние 5 лет		Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируе- мый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединя- емая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединен- ная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспектив- ной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт	Перспективная нагрузка, МВА					
		Год	МВА										2023	2024	2025	2026	2027	2028
				ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401040745	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401040746	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401040749	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Белорусский квартал»	401042508	15.03.2021	2023	2,5	0	10	1						
				ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401055430	10.09.2021	2023	2	0	10	0,8						
				ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401068975	29.09.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015						
				ПС 110/10 кВ Белкино	ТУ на ТП менее 150 кВт (33 шт.)	–	–	2023	0,491	0,01	0,4	0,049						
				ПС 110 кВ Радищево	ООО «Технострой-групп»	401039892	30.11.2020	2023	0,15	0	10	0,015	21,68	21,68	21,68	21,68	21,68	21,68
2	ПС 110/10 кВ Радищево	2021	21,39	ПС 110/10 кВ Радищево	ТУ на ТП менее 150 кВт (144 шт.)	–	–	2023	2,48	0,265	0,4-10	0,248						

ПС 110/10 кВ Белкино.

Собственником ПС предложена замена силового трансформатора Т-1 1×25 МВА на 1×40 МВА связи с социально-экономическим развитием и интенсивным строительством многоэтажных жилых домов в районе Заовражье г. Обнинска со сроком реализации мероприятий в 2026 году.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 25,37 МВА. В ПАР отключения трансформатора Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) составит 50,7 % (87,2 %) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициенты допустимой длительной перегрузки при ТНВ -2,7 °С трансформаторов Т-1 (нормальный режим нагрузки) и Т-2 (режим нагрузки с повышенным износом изоляции) составляет 1,164 и 1,25 соответственно.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 6,64 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 2,24 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и невозможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 27,61 МВА. Таким образом, в ПАР отключения трансформатора Т-1(Т-2) нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2(Т-1) составит 55,2 % (94,9 %) от $S_{\text{дн}}$, что не превышает $S_{\text{дн}}$ трансформаторов.

Перспективная нагрузка существующих трансформаторов определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 25,61 + 2,24 + 0 - 0 = 27,61 \text{ МВА.}$$

С учетом вышеизложенного замена существующих силовых трансформаторов не требуется.

ПС 110/10 кВ Радищево.

Собственником ПС предложена замена силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 2×16 МВА на 2×16 МВА с целью ликвидации текущего дефицита трансформаторной

мощности со сроком реализации мероприятий в 2023 году и 2024 году соответственно.

Согласно данным в таблицах 8, 9, фактическая максимальная нагрузка за отчетный период выявлена в зимний контрольный замер 2021 года и составила 21,39 МВА. В ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 114,85 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

В соответствии с Приказом Минэнерго России № 81 [2] коэффициент допустимой длительной перегрузки трансформаторов при ТНВ $-2,7^{\circ}\text{C}$ и при нормальном режиме нагрузки составляет 1,164.

Возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств суммарной максимальной мощностью 2,63 МВт (полная мощность с учетом коэффициента набора – 0,29 МВА). Перспективная расчетная нагрузка подстанции с учетом коэффициентов набора для вновь вводимых энергопринимающих устройств и невозможности перевода части нагрузки на смежные центры питания по сети 6–35 кВ может составить 21,68 МВА. Таким образом, в ПАР отключения одного из трансформаторов нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит 116,4 % от $S_{\text{длн}}$, что превышает $S_{\text{длн}}$ трансформаторов.

Возможность снижения нагрузки трансформаторного оборудования ПС 110/10 кВ Радищево ниже уровня $S_{\text{длн}}$ отсутствует. В случае аварийного отключения одного из трансформаторов на ПС 110/10 кВ Радищево расчетный объем ГАО составит 3,06 МВА.

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

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 21,39 + 0,29 + 0 - 0 = 21,68 \text{ МВА.}$$

Для предотвращения ввода ГАО в ПАР рекомендуется замена существующих трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы мощностью не менее 21,68 МВА с учетом набора нагрузки в рамках действующих договоров на ТП. Ближайшим большим, стандартным по номинальной мощности, трансформатором к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

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

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

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

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

Предложения территориальных сетевых организаций на территории Калужской области по строительству и(или) реконструкции электросетевых объектов 110 кВ, в том числе являющихся альтернативными к развитию сети 35 кВ и ниже, отсутствуют.

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

2.2.3.1 НИЦ «Курчатовский Институт»

ПС 220 кВ Протон.

Собственником ПС представлены показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии, представленные в таблице 11. При этом не зафиксирован объем ущерба, вызванный недоотпуском электрической энергии потребителям.

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

Таблица 11 – Показатели надежности и объемы недоотпуска электрической энергии на объектах энергосистемы Калужской области

№ п/п	Наименование ЦП, на котором зафиксирован недоотпуск ЭЭ	СРС	Нагрузка, отключаемая в СРС, кВт	Характеристика элементов сети					Статистические усредненные показатели надежности элементов схемы за последние 5 лет				Статистические показатели возникновения СРС, не связанной с выводом в ремонт и аварийными отключениями элементов за последние 5 лет		Фактические экономические показатели ущербов от недоотпуска электрической энергии за 5 лет		
				Тип отключаемых элементов (Т, ВЛ, СШ)	Класс напряжения, кВ	Количество фаз трансформатора	Длина, км	Число присоединений СШ	ω, 1/год	T _в , ч	μ, 1/год	T _{пл} , ч	п, 1/год	T _{max} , ч	ΔW, кВт·ч	Удельный ущерб, руб./кВт·ч	Документ, подтверждаю- щий возмещение ущерба
1	ПС 220 кВ Протон	Аварийное отключение ВЛ 110 кВ Протон – Протвино 1 цепь в нормальной схеме	7347	ВЛ	110	–	4,05	–	0,4	0,267	1	16	–	–	395	–	–
2	ПС 220 кВ Протон	Аварийное отключение ШР 110 кВ ОВ 110 кВ 1СШ 110 кВ в нормальной схеме	15870	СШ	110	–	–	4	0,2	0,283	1	8	–	–	4491	–	–

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

Потребность в реализации мероприятий по развитию электрических сетей 220 кВ и выше, не относящихся к процедуре (реализации) технологического присоединения, не выявлена.

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

ПС 110/10 кВ Белоусово.

В СиПР Калужской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110/10 кВ Белоусово заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на новые мощностью 16 МВА каждый.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Белоусово установлено 2 (два) силовых трансформатора (таблица 12).

Таблица 12 – Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Белоусово

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ном}$, МВА	$I_{ном}$, А	$S_{ддн}$, о. е.
Т-1	ТДТН 10000/110	75,97	1987	10	50,2	1,164
Т-2	ТДТН 10000/110	95,21	2011	10	50,2	1,25

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 14,068 МВА (70,6 А по стороне ВН, 120,9 % и 112,5 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/10 кВ Белоусово в ПАР предусмотрен перевод 0,806 МВА. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 13,262 МВА (66,6 А по стороне ВН 110 кВ, 113,9 % и 106,1 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно)

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(Т-2) превышает $S_{ддн}$.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,4 МВт (0,896 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 14,964 МВА (75,1 А по стороне ВН 110 кВ, 128,6 % и 119,7 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 14,158 МВА (71,1 А по стороне ВН 110 кВ, 121,6 % и 113,3 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(Т-2) превышает $S_{ддн}$.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию в формуле (1):

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 14,068 + 0,896 + 0 - 0,806 = 14,158 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на новый мощностью не менее 16 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на новый мощностью не менее 16 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

ПС 110/10 кВ Строительная.

В СиПР Калужской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110/10 кВ Строительная заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 10 МВА каждый на новые мощностью 16 МВА каждый.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Строительная установлено 2 (два) силовых трансформатора (таблица 13).

Таблица 13 – Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Строительная

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{\text{ном}}$, МВА	$I_{\text{ном}}$, А	$S_{\text{дн}}$, о. е.
Т-1	ТДН 10000/110	75	1977	10	50,2	1,164
Т-2	ТДТНГ 10000/110	62,5	1977	10	50,2	1,164

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 11,51 МВА (57,8 А по стороне ВН, 98,9 % от $S_{\text{дн}}$ Т-1 и Т-2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Строительная не предусмотрена возможность перевода части нагрузки на другие центры питания.

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(Т-2) не превышает $S_{\text{дн}}$.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,07 МВт (0,74 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора) к ПС 110 кВ Строительная. При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 12,25 МВА (61,5 А по стороне ВН 110 кВ, 105,2 % от $S_{\text{дн}}$ Т-1 и Т-2).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(Т-2) превышает $S_{\text{дн}}$.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию в формуле (1):

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 11,51 + 0,74 + 0 - 0 = 12,25 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на новый мощностью не менее 16 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на новый мощностью не менее 16 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – Т-1 в 2024 году, Т-2 в 2023 году.

ПС 110/10 кВ Денисово.

В СиПР Калужской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110/10 кВ Денисово заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25+16 МВА на новые мощностью 25 МВА каждый.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Денисово установлено 2 (два) силовых трансформатора (таблица 14).

Таблица 14 – Данные по трансформаторам ПС 110/10 кВ Денисово

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ВН\text{ ном}}$, МВА	$S_{СН\text{ ном}}$, МВА	$I_{ВН\text{ ном}}$, А	$I_{СН\text{ ном}}$, А	$S_{ддн}$, о. е.
Т-1	ТДТН-25000/110У1	75	2007	25	16,75	125,5	879,1	1,25
Т-2	ТДН-16000/110У1	100	2007	16	–	80,3	–	1,25

При этом трансформатор Т-1 трехобмоточный (115/11/6,6 кВ), обмотка НН 6,6 кВ не задействована в работе. По данным собственника, мощность обмотки СН составляет 16,75 МВА.

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 22,826 МВА (по стороне ВН – 114,6 А, 73 % и 114,1 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно; по стороне СН – 1197 А, 109 % от $S_{ддн}$ Т-1) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2021 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/10 кВ Денисово в ПАР предусмотрен перевод 3,4 МВА нагрузки на другие центры питания. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 19,426 МВА (по стороне ВН – 97,5 А, 62,2 % и 97,1 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно; по стороне СН – 1019,3 А, 92,8 % от $S_{ддн}$ Т-1).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(Т-2) не превышает $S_{ддн}$.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 5 МВт (3,89 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 26,716 ВА (по стороне ВН – 134,1 А, 85,5 % и 133,6 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно; по стороне СН – 1402 А, 127,6 % от $S_{ддн}$ Т-1).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 23,316 МВА (117 А по стороне ВН, 74,6 % и 116,6 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно; по стороне СН – 1223,7 А, 111,4 % от $S_{ддн}$ Т-1).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1(Т-2) превышает $S_{ддн}$.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию в формуле (1):

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 22,826 + 3,89 + 0 - 3,4 = 23,216 \text{ МВА.}$$

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

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на новый двухобмоточный трансформатора мощностью не менее 25 МВА;

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т-2 на новый мощностью не менее 25 МВА.

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

Срок реализации мероприятий – 2026 год.

ПС 110/35/10 кВ Козельск.

В СиПР Калужской области [3] рекомендовано выполнить реконструкцию ПС 110/35/10 кВ Козельск заменой трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый мощностью 16 МВА каждый.

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Козельск установлено 2 (два) силовых трансформатора (таблица 15).

Таблица 15 – Данные по трансформаторам ПС 110/35/10 кВ Козельск

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	$S_{ном}$, МВА	$I_{ном}$, А	$S_{ддн}$, о. е.
Т-1	ТДТН 10000/110	100	1969	10	50,2	1,153
Т-2	ТДТНГ 16000/110	75	1981	16	80,3	1,153

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2017–2021 годов составила 15,04 МВА (75,5 А по стороне ВН, 130,4 % и 81,5 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2017 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Козельск в ПАР предусмотрен перевод 1,4 МВА нагрузки. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 13,64 МВА (68,5 А по стороне ВН, 118,3 % и 73,9 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,91 МВт (0,276 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов набора). При этом с учетом коэффициентов набора ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 15,316 МВА (76,9 А по стороне ВН 110 кВ, 132,8 % и 83 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно).

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 13,916 МВА (69,9 А по стороне ВН, 120,7 % и 75,4 % от $S_{ддн}$ Т-1 и Т-2 соответственно).

В ПАР загрузка оставшегося в работе трансформатора Т-1 превышает $S_{ддн}$.

Для исключения перегрузок необходимо, чтобы мощность существующих трансформаторов удовлетворяла условию в формуле (1):

$$S_{ном} \geq S_{персп}^{тр} = 15,04 + 0,276 + 0 - 1,4 = 13,916 \text{ МВА.}$$

Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом сказанного:

– рекомендуется замена существующего трансформатора Т-1 на новый мощностью не менее 16 МВА;

– замена существующего трансформатора Т-2 на новый не требуется.

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

Срок реализации мероприятий – 2023 год.

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 [4] 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 16 приведены данные планируемых к вводу мощностей основных потребителей энергосистемы Калужской области, учтенные в рамках разработки прогноза потребления электрической энергии и мощности.

Таблица 16 – 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 100 МВт							
1	Металлургический комбинат (расширение производственных мощностей, 3-й этап)	ООО «НЛМК-Калуга»	222,4	169,6	220	2026	ПС 500 кВ Калужская ПС 220 кВ Мирная ПС 220 кВ Кедрово ПС 220 кВ Латышская ПС 220 кВ Созвездие
Более 20 МВт							
2	Центр обработки данных	ООО «Яндекс ДЦ Калуга»	0,0	49,0 (1-й этап 26,5 2-й этап 22,5)	220	2023 (1-й этап) 2025 (2-й этап)	ПС 220 кВ Спутник

3.2 Прогноз потребления электрической энергии

Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области на период 2023–2028 годов представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	7565	7847	7981	8831	9196	9390
Абсолютный прирост потребления электрической энергии, млн кВт·ч	–	282	134	850	365	194
Годовой темп прироста, %	–	3,73	1,71	10,65	4,13	2,11

Потребление электрической энергии по энергосистеме Калужской области прогнозируется на уровне 9390 млн кВт·ч. Среднегодовой темп прироста составит 3,28 %.

Наибольший годовой прирост потребления электрической энергии прогнозируется в 2026 году и составит 850 млн кВт·ч или 10,65 %, наименьший прирост ожидается в 2025 году и составит 134 млн кВт·ч или 1,71 %.

При формировании прогноза потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области учтены планы по реализации инвестиционных проектов, приведенных в таблице 16.

Изменение динамики потребления электрической энергии и годовые темпы прироста энергосистемы Калужской области представлены на рисунке 3.

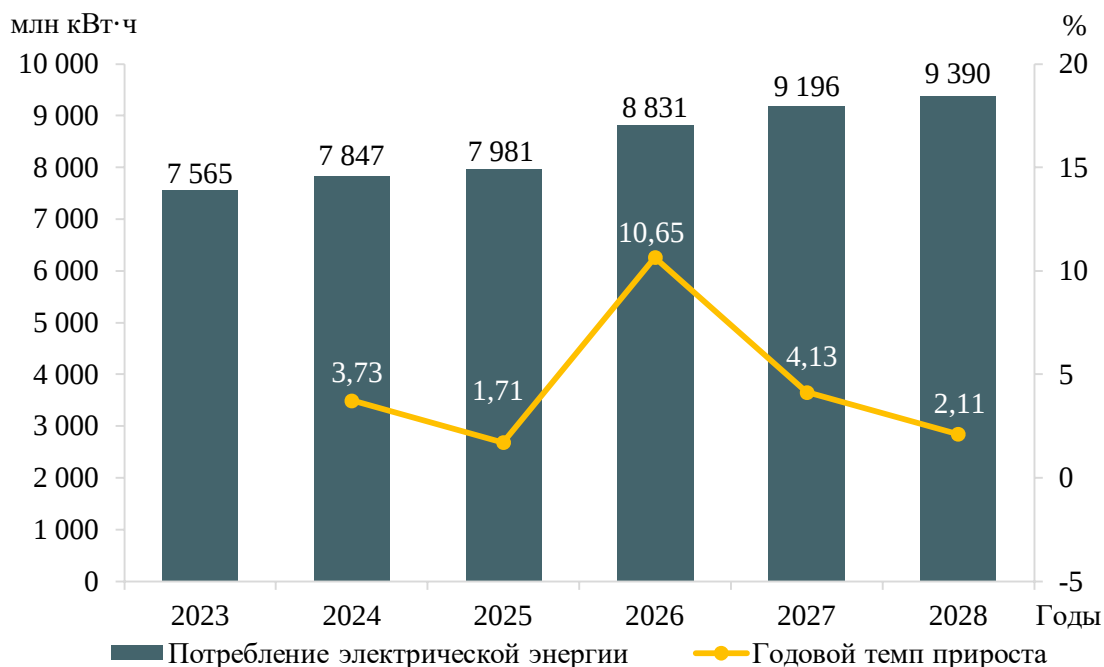


Рисунок 3 – Прогноз потребления электрической энергии энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

- развитием производства на действующих промышленных предприятиях, основной прирост ожидается в металлургическом комплексе – ООО «НЛМК-Калуга» и на машиностроительном производстве – ООО «Фольксваген Груп Рус»;
- вводом новых производств;
- увеличением потребления в домашних хозяйствах.

3.3 Прогноз потребления электрической мощности

Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области на период 2023–2028 годов сформирован на основе данных 3.1, 3.2 и представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Прогнозный максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области

Наименование показателя	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Максимум потребления мощности, МВт	1291	1312	1332	1460	1462	1479
Абсолютный прирост максимума потребления мощности, МВт	–	21	20	128	2	17
Годовой темп прироста, %	–	1,63	1,52	9,61	0,14	1,16
Число часов использования максимума потребления мощности	5860	5981	5992	6049	6290	6349

Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области к 2028 году прогнозируется на уровне 1479 МВт. Среднегодовой темп прироста составит 2,20 %.

Наибольший годовой прирост мощности прогнозируется в 2026 году и составит 128 МВт или 9,61 %; наименьший годовой прирост ожидается в 2027 году и составит 2 МВт или 0,14 %.

Режим электропотребления энергосистемы в прогнозный период будет иметь тенденцию к уплотнению, что обусловлено планируемым увеличением производственных мощностей электрометаллургического завода (ООО «НЛМК-Калуга»). Число часов использования максимума к 2028 году прогнозируется на уровне 6349 час/год.

Динамика изменения максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области и годовые темпы прироста представлены на рисунке 4.

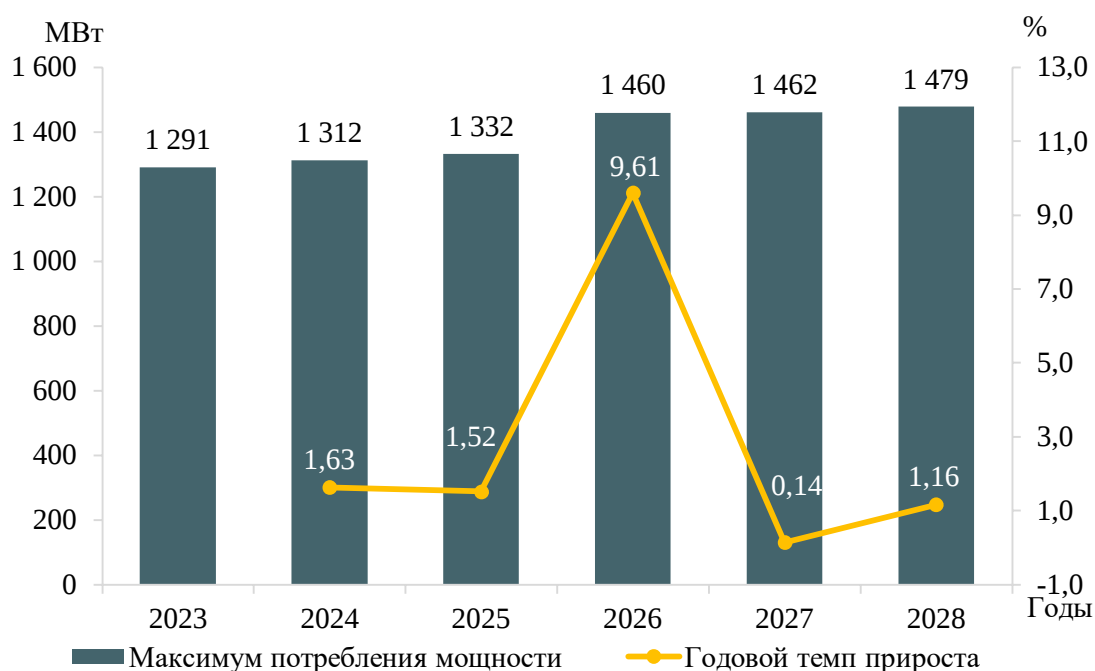


Рисунок 4 – Прогноз максимума потребления мощности Калужской области и годовые темпы прироста на период 2023–2028 годов

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

Прогнозируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Калужской области в 2023–2028 годах составляют 6 МВт на ТЭС.

Планируемые объемы вывода из эксплуатации генерирующих мощностей с высокой вероятностью реализации по энергосистеме Калужской области представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Структура выводимых из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Калужской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	Всего за 2023–2028 гг.
Энергосистема Калужской области	6	–	–	–	–	–	6
ТЭС	6	–	–	–	–	–	6

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области в 2028 году составит 136 МВт. К 2028 году структура генерирующих мощностей энергосистемы Калужской области не претерпит существенных изменений.

Величина установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области в период 2023–2028 годов представлена в таблице 20. Структура

установленной мощности по типам электростанций энергосистемы Калужской области в период 2023–2028 годов представлена на рисунке 5.

Таблица 20 – Установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области, МВт

Наименование	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Энергосистема Калужской области	136	136	136	136	136	136
ТЭС	136	136	136	136	136	136

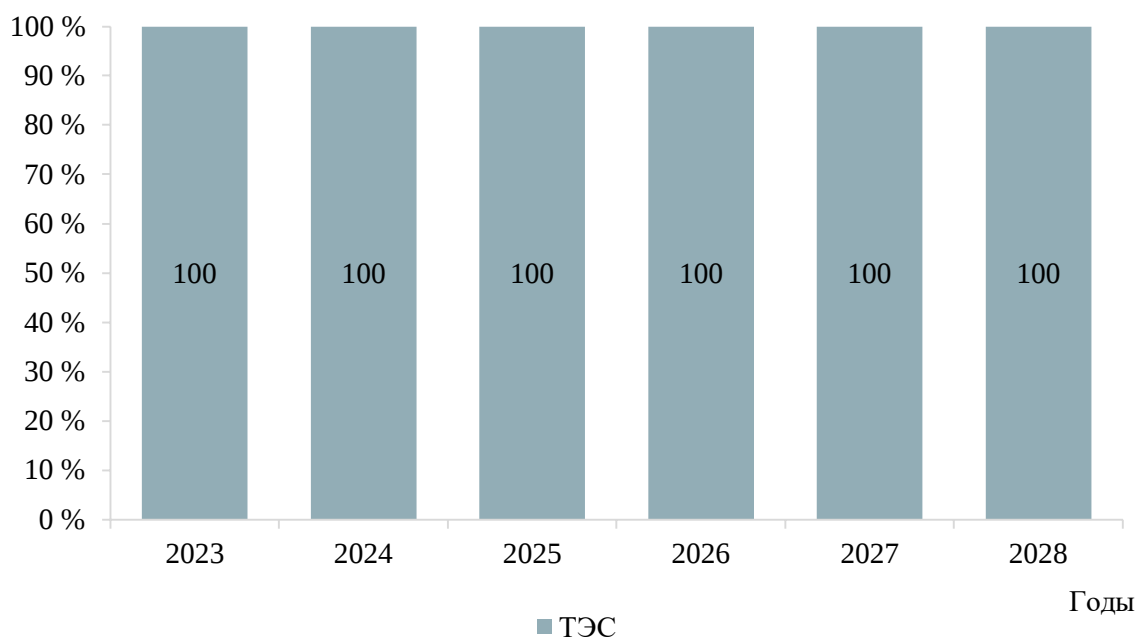


Рисунок 5 – Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области

Перечень действующих электростанций энергосистемы Калужской 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 21.

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

№ п/п	Наименование	Ответственная организация	Класс напряжения, кВ	Единица измерения	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2023–2028	Основное назначение
1	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками с реализацией действия на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново с реализацией действия на ОН; – АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками с реализацией действия на ОН	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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

В таблице 22 представлен перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Калужской области.

Таблица 22 – Перечень реализуемых и перспективных мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, выполнение которых необходимо для обеспечения ТП объектов по производству электрической энергии и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрической сети на территории Калужской 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	Строительство ПС 500 кВ Обнинская с автотрансформатором 500/220 кВ мощностью 501 МВА (три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА) с резервной фазой 167 МВА	ПАО «Россети»	500	МВА	–	–	–	3×167+167	–	–	501+167	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга»)	ООО «НЛМК-Калуга»	222,4	169,6
	Строительство ВЛ 500 кВ Калужская – Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км	ПАО «Россети»	500	км	–	–	–	1×14,2	–	–	14,2				
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие ориентировочной протяженностью 46,88 км каждая	ПАО «Россети»	220	км	–	–	–	2×46,88	–	–	93,76				
	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой четвертого трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА	ООО «НЛМК-Калуга»	220	МВА	–	–	–	1×180	–	–	180				
2	Реконструкция ПС 110 кВ Промзона с установкой третьего трансформатора 110/10 кВ мощностью 63 МВА	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	110	МВА	–	1×63	–	–	–	–	63	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»)	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	70	–
3	Строительство ПС 110 кВ Первый завод с двумя трансформаторами 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ООО «Первый завод»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Первый завод»)	ООО «Первый завод»	4,66	14,6
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками № 2 и ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками № 3 до ПС 110 кВ Первый завод ориентировочной протяженностью 6,5 км каждая	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	км	2×6,5	–	–	–	–	–	13				
4	Строительство ПС 110/20 кВ Заявителя с двумя трансформаторами 110/20 кВ мощностью 63 МВА каждый	ООО «Яндекс ДЦ Калуга»	110	МВА	2×63	–	–	–	–	–	126	Обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «Яндекс ДЦ Калуга»)	ООО «Яндекс ДЦ Калуга»	–	49
	Строительство двух ЛЭП 110 кВ Спутник – ПС 110/20 кВ Заявителя, протяженность определить проектом	ООО «Яндекс ДЦ Калуга»	110	км	н/д	–	–	–	–	–	н/д				

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 [4] 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 23.

Таблица 23 – 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 110 кВ Белоусово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	2×16	–	–	–	–	–	32	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений
2	Реконструкция ПС 110 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	1×16	–	–	–	–	32	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
3	Реконструкция ПС 110 кВ Денисово с заменой трансформаторов Т-1 110/10/6 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	50	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности
4	Реконструкция ПС 110 кВ Козельск с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 проведенного 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 24).

Таблица 24 – 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 Радищево 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 Центр и Приволжье»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений

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 Калужской области, выполнение которых необходимо для обеспечения потребности в 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 инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2022–2026 годы. Материалы размещены 02.11.2022 на официальном сайте Минэнерго России в сети Интернет;

2) утвержденной приказом Минэнерго России от 16.11.2022 № 24@ инвестиционной программы ПАО «Россети Центр и Приволжье» на 2023–2027 годы и изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье», утвержденную приказом Минэнерго России от 22.12.2021 № 24@;

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

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 энергосистемы Калужской области, включая предложения по развитию сети напряжением 110 кВ и выше, для обеспечения надежного функционирования энергосистемы Калужской 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 по энергосистеме Калужской области оценивается в 2028 году в объеме 9390 млн кВт·ч, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 3,28 %.

Максимум потребления мощности энергосистемы Калужской области к 2028 году увеличится и составит 1479 МВт, что соответствует среднегодовому темпу прироста – 2,20 %.

Годовое число часов использования максимума потребления мощности энергосистемы Калужской области в 2023–2028 годах прогнозируется в диапазоне 5860–6349 час/год.

Вводы новых генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Калужской области в период 2023–2028 годов не предусматриваются.

При реализации запланированной программы развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Калужской области в 2028 году составит 136 МВт.

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

Всего за период 2023–2028 годов намечается ввод в работу ЛЭП напряжением 110 кВ и выше протяженностью 172,96 км, трансформаторной мощности 1393 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 развития электроэнергетики Калужской области на 2023–2027 годы : утверждены Постановлением Губернатора Калужской области от 26 апреля 2022 г. № 175 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Калужской области на 2023–2027 годы» (с учетом изменений, внесенных Постановлением Губернатора Калужской области от 15 июля 2022 г. № 296 «О внесении изменений в постановление Губернатора Калужской области от 26.04.2022 № 175 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Калужской области на 2023–2027 годы»)). – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/4000202204300005> (дата обращения: 28.09.2022).

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 Калужской области												
Калужская ТЭЦ	ПАО «Квадра»			Газ, мазут								Вывод из эксплуатации в 2023 г.
		ТГ 2	П-6-3.4/0.5-1		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0		
		ТГ 3	Р-6-35/5М		6,0							
		ГТ 4	ГТУ LM 2500		29,8	29,8	29,8	29,8	29,8	29,8		
Установленная мощность, всего		–	–	–	41,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	35,8	
ТЭЦ КТЗ	ПАО «КТЗ»			Газ, мазут								
		1	ПТ-12-90/10		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
		2	АТ-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		3	ПТ-25-90-10М		25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	
Новокондровская ТЭЦ (КБК энерго)	ООО «КБК энерго»			Газ								
		1	Р6-35/10М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
		2	Р6-35/10М		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Обнинская ГТУ ТЭЦ №1	ПАО «Калужская сбытовая компания»			Газ								
		1	ГТУ LM2500 DLE		21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	
ГПЭС БТ п.Воротынск	ООО «КаскадЭнергосбыт»			Газ								
		ГПУ №1	JMC 420 GS-N.LC		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
		ГПУ №2	JMC 420 GS-N.LC		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
		ГПУ №3	JMC 420 GS-N.LC		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
		ГПУ №4	JMC 420 GS-N.LC		1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
ТЭЦ КТЗ пл. Турынино	ПАО «КТЗ»			Газ								
		1	ПТ12-35/10М		12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	
ТЭЦ ФЭИ	АО «ГНЦ РФ – Физико-энергетический институт имени А.И.Лейпунского»			Газ								
		Турбо-генератор №1	АП-6		6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	
Установленная мощность, всего		–	–	–	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	

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 Калужской 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	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Радицево 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 Центр и Приволжье»	110	МВА	2×25	–	–	–	–	–	50	–	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	194,76	194,76
2	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Белоусово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2024	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	362,01	362,01
					110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2025			
3	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ и Т-2 110/10 кВ мощностью 10 МВА каждый на два трансформатора 110/10 кВ мощностью 16 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	–	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности	150,09	150,09
					110	МВА	–	1×16	–	–	–	–	16	–			
4	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Денисово с заменой трансформаторов Т-1 110/10 кВ мощностью 25 МВА и Т-2 110/10 кВ мощностью 16 МВА на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 25 МВА каждый	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	–	–	–	2×25	–	–	50	2026	Обеспечение прогнозного потребления электрической энергии и(или) мощности.	220,61	220,61
5	Калужской области	Калужская область	Реконструкция ПС 110 кВ Козельск с заменой трансформатора Т-1 110/35/10 кВ мощностью 10 МВА на трансформатор 110/35/10 кВ мощностью 16 МВА	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	МВА	1×16	–	–	–	–	–	16	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	117,17	114,28

№ 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	Калужской области	Калужская область	Создание на ПС 220 кВ Созвездие устройств: – АОПО КВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками с реализацией действия на ОН; – АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново с реализацией действия на ОН; – АОПО КВЛ 110 кВ Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1 – Созвездие с отпайками с реализацией действия на ОН	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	110	х	х	–	–	–	–	–	х	2023	Исключение рисков выхода параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы за пределы допустимых значений	17,85	13,89

Примечания

1 ¹⁾ 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.

2 ²⁾ 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Реестр ТУ на ТП, учтенных при анализе перспективной загрузки центров питания 110 (150) кВ и выше с указанием реквизитов по каждому ТУ на ТП

Таблица В.1 – Реестр ТУ на ТП, учтенных при анализе перспективной загрузки центров питания 110 (150) кВ и выше на территории Калужской области с указанием реквизитов по каждому ТУ на ТП

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт
ПС 110 кВ Белкино								
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401033655	07.05.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	СНТ «ФЭИ - 1»	401038848	22.10.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	СНТ «ФЭИ - 1»	401039174	29.10.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401039363	06.11.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	СНТ «ФЭИ - 1»	401039368	10.11.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401039853	11.11.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401040419	26.11.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401040545	26.11.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401040737	27.11.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401041022	10.12.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401041366	24.12.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040668	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040673	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040678	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040680	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040689	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040691	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401040695	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401040745	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401040746	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401040749	21.01.2021	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	СНТ «ФЭИ - 1»	401042177	03.02.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Белорусский квартал»	401042508	15.03.2021	2023	2,5	0	10	1
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401049227	10.06.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401054126	23.08.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401054580	02.09.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401054128	03.09.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	ООО «Специализированный застройщик «Новый город»	401055430	10.09.2021	2023	2	0	10	0,8
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401055076	17.09.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401057588	19.10.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401061564	08.02.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401060762	21.03.2022	2023	0,025	0	0,4	0,003
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401060764	21.03.2022	2023	0,025	0	0,4	0,003
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401064537	25.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401065246	18.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401067327	22.06.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Белкино	МУ «Городское строительство» г. Обнинск	401063918	05.07.2022	2023	0,00855	0	0,4	0,001
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401068502	15.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401068624	21.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401068888	29.07.2022	2023	0,007	0	0,23	0,001

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401071088	07.09.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401071010	09.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401071014	12.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401071697	20.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401068975	29.09.2022	2023	0,15	0	0,4	0,015
ПС 110 кВ Белкино	физ. лицо	401073411	24.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево								
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401031933	28.02.2020	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401032302	14.04.2020	2023	0,02	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	ПАО «МТС»	401038162	30.10.2020	2023	0,008	0	10	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401038033	16.11.2020	2023	0,135	0,015	0,4	0,014
ПС 110 кВ Радищево	ООО «Техностройгрупп»	401039892	30.11.2020	2023	0,15	0	10	0,015
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401041824	26.02.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	ФГУ «Управление автомобильной магистрали Москва-Бобруйск» Федерального дорожного агентства	401043952	01.04.2021	2023	0,0082	0	10	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401044947	14.05.2021	2023	0,14	0	0,4	0,014
ПС 110 кВ Радищево	ООО «ЗемСервис»	401054819	14.09.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401059744	14.12.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401059983	22.12.2021	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401060688	14.01.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401060865	17.01.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	ПАО «Газпром»	401060144	27.01.2022	2023	0,03	0	10	0,003
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401061108	31.01.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401062193	03.03.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401061996	16.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	СНТ «Автомобилист-14»	401062849	17.03.2022	2023	0,089	0,06	10	0,009
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401062825	21.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401062973	24.03.2022	2023	0,008	0,007	0,23	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401062511	25.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401062663	25.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401062666	25.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401063247	30.03.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401063368	06.04.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401063682	06.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401063685	06.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401062843	08.04.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401063801	08.04.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401063813	08.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401063722	12.04.2022	2023	0,015	0	10	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401063887	12.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401064112	13.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401064486	25.04.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401064509	29.04.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401064587	03.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401064951	06.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401065026	16.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401065260	18.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401065407	19.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401065186	20.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401065687	23.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401065816	24.05.2022	2023	0,012	0,003	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401065636	25.05.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066005	30.05.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066013	01.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066323	03.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066330	03.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066385	03.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066580	06.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066640	07.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066559	08.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066615	08.06.2022	2023	0,01	0,005	0,23	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066461	09.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066826	09.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066252	10.06.2022	2023	0,01	0,005	0,23	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066800	10.06.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067006	10.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067002	14.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067111	14.06.2022	2023	0,006	0,009	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066917	15.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067132	15.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066914	16.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067020	16.06.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067391	16.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067484	16.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067390	18.06.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066828	19.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066238	20.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067394	20.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067396	21.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067512	22.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067546	22.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067481	23.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067902	27.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067919	28.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067309	29.06.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067996	04.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401066930	08.07.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068447	11.07.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068445	12.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068865	19.07.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068845	21.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069066	21.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068767	22.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069091	22.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068820	25.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068842	25.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068843	25.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068846	25.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068851	25.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068855	25.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069114	25.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068860	26.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068861	26.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068862	26.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069213	26.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068854	27.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069006	27.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068701	28.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068755	28.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068844	28.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068863	28.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002

Наименование ЦП, к которому осуществляется непосредственное присоединение перспективной нагрузки	Заявитель	Номер договора ТП	Дата заключения договора ТП	Планируемый год реализации ТП	Заявленная вновь присоединяемая мощность по ТУ на ТП, МВт	Ранее присоединенная мощность (по актам реализации ТУ), МВт	$U_{\text{ном}}$ перспективной нагрузки, кВ	Прирост нагрузки по ТУ на ТП с учетом коэффициента набора, МВт
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401068864	28.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069390	31.07.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069543	01.08.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069688	05.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069693	05.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401067151	11.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069870	11.08.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070002	11.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069842	12.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070023	15.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401069671	16.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070311	18.08.2022	2023	0,012	0,003	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070357	25.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070385	29.08.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070577	29.08.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070509	01.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070783	01.09.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070840	08.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401071134	09.09.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070785	16.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401071031	19.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	ООО «Сталь»	401069570	23.09.2022	2023	0	0,09	0,4	0
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401071750	23.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401071418	26.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072078	27.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401071632	28.09.2022	2023	0,01	0,005	0,23	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072152	28.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072323	29.09.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072292	03.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401070452	05.10.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072576	07.10.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	ООО «КФТЕХНО»	401072754	07.10.2022	2023	0,145	0	10	0,015
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072540	10.10.2022	2023	0,005	0,01	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072010	12.10.2022	2023	0,005	0	0,23	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072693	12.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072820	13.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401072793	18.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401073104	21.10.2022	2023	0,015	0	0,4	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401073292	24.10.2022	2023	0,005	0	0,23	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401071918	25.10.2022	2023	0,015	0	0,23	0,002
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401073413	31.10.2022	2023	0,012	0,003	0,4	0,001
ПС 110 кВ Радищево	физ. лицо	401073465	31.10.2022	2023	0,01	0,005	0,4	0,001