



Губернатор Калужской области

## ПОСТАНОВЛЕНИЕ

28 апреля 2021 г.

№ 200

### Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Калужской области на 2022 - 2026 годы

В соответствии с пунктом 25 Правил разработки и утверждения схем и программ развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (в ред. постановлений Правительства Российской Федерации (в ред. постановлений Правительства Российской Федерации от 12.08.2013 № 691, от 17.02.2014 № 116, от 23.01.2015 № 47, от 16.02.2015 № 132, от 13.08.2018 № 937, от 30.04.2020 № 628, от 29.08.2020 № 1298, от 30.01.2021 № 86), **ПОСТАНОВЛЯЮ:**

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Калужской области на 2022 - 2026 годы согласно приложению к настоящему постановлению.
2. Признать утратившим силу пункт 1 постановления Губернатора Калужской области от 17.04.2020 № 173 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Калужской области на 2021 - 2025 годы».

Губернатор Калужской области



В.В. Шапша

УТВЕРЖДЕНЫ  
постановлением Губернатора  
Калужской области  
от 28.04.2021 № 200

**Схема и программа  
развития электроэнергетики Калужской области  
на 2022 - 2026 годы**

**Условные обозначения и сокращения**

А – ампер;  
АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;  
АО – акционерное общество;  
АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования;  
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;  
АПВ – автоматическое повторное включение;  
АТ – автотрансформатор;  
АЭС – атомная электростанция;  
БСК – батарея статических конденсаторов;  
В – выключатель;  
ВЛ – воздушная линия электропередачи;  
ВЭБ – выключатель элегазовый баковый;  
ГРЭС – государственная районная электростанция;  
ГТУ – газотурбинная установка;  
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;  
ЕНЭС – Единая национальная энергетическая система;  
ЗАО – закрытое акционерное общество;  
ИТС – индекс технического состояния трансформаторного оборудования;  
ЛЭП – линия электропередачи;  
МВ – масляный выключатель;  
МВА – мегавольтампер;  
ПАО – публичное акционерное общество;  
ПАР – послеаварийный режим;  
ОАО – открытое акционерное общество;  
ОН – отключение нагрузки;  
ООО – общество с ограниченной ответственностью;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
ОЭЗ ППТ – особая экономическая зона промышленно-производственного типа;  
ОЭС Центра – объединённая энергосистема Центра;  
пгт – посёлок городского типа;  
ПС – электрическая подстанция;  
РДУ – региональное диспетчерское управление;  
РПН – регулирование под нагрузкой;  
РУ – распределительное устройство;  
СВ – секционный выключатель;  
скш – секция шин;

СМВ – секционный масляный выключатель;  
СШ – система шин;  
Т – трансформатор;  
ТГ – турбогенератор;  
ТУ на ТП – технические условия на технологическое присоединение;  
ТЭС – теплоэлектростанция;  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;  
ТНВ – температура наружного воздуха;  
ШР – шинный разъединитель;  
ЦП – центр питания;  
ЭС – энергосистема;  
 $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток;  
 $I_{\text{длtn}}$  – длительно допустимый ток.

## Введение

Основными целями схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Калужской области на 2022 - 2026 годы (далее – СиПРЭ Калужской области) являются разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечению удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

Задачами СиПРЭ Калужской области являются:

— разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации (с учетом демонтажей) и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Калужской области на 2022-2026 годы по годам;

— разработка предложений по развитию электрической сети номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Калужской области на 2022-2026 годы для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе;

— обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса.

СиПРЭ Калужской области выполнена на основании (с учетом):

— генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года;

— сведений о заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;

— предложений системного оператора по развитию распределительной сети;

— утвержденных в установленном порядке в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» (в ред. постановлений Правительства Российской Федерации от 30.06.2010 № 484, от 29.12.2011 № 1178, от 22.03.2012 № 231, от 27.02.2013 № 159, от 08.05.2013 № 403, от 29.03.2014 № 247, от 16.02.2015 № 132 (ред. 04.09.2015), от 04.09.2015 № 941, от 20.01.2016 № 12, от 12.11.2016 № 1157, от 17.02.2017 № 202, от 20.11.2018 № 1391, от 08.12.2018 № 1496, от 25.01.2019 № 43, от 15.05.2019 № 601, от 30.04.2020 № 628, от 30.05.2020 № 794, от 29.09.2020 № 1560, от 18.12.2020 № 2160, от 29.12.2020 № 2339, от 30.01.2021 № 86) действующих редакций инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и сетевых организаций;

— фактических нагрузок максимума и минимума летнего контрольного замера 2020 года и зимнего контрольного замера 2020 года.

СиПРЭ Калужской области разработана в соответствии с:

— Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (в ред. Федеральных законов от 22.08.2004 № 122-ФЗ, от 30.12.2004 № 211-ФЗ, от 18.12.2006 № 232-ФЗ, от 04.11.2007 № 250-ФЗ, от 14.07.2008 № 118-ФЗ, от 25.12.2008 № 281-ФЗ, от 23.11.2009 № 261-ФЗ, от 09.03.2010 № 26-ФЗ, от 26.07.2010 № 187-ФЗ, от 26.07.2010 № 188-ФЗ, от 26.07.2010 № 189-ФЗ, от 27.07.2010 № 191-ФЗ, от 28.12.2010 № 401-ФЗ, от 07.02.2011 № 8-ФЗ, от 08.03.2011 № 33-ФЗ, от 04.06.2011 № 123-ФЗ, от 18.07.2011 № 242-ФЗ, от 19.07.2011 № 248-ФЗ, от 06.12.2011 № 394-ФЗ, от 06.12.2011 № 401-ФЗ,

от 25.06.2012 № 93-ФЗ, от 29.06.2012 № 96-ФЗ, от 30.12.2012 № 291-ФЗ,  
от 05.04.2013 № 35-ФЗ, от 06.11.2013 № 308-ФЗ, от 25.11.2013 № 317-ФЗ,  
от 20.04.2014 № 83-ФЗ, от 21.07.2014 № 217-ФЗ, от 14.10.2014 № 307-ФЗ,  
от 29.12.2014 № 466-ФЗ, от 29.06.2015 № 160-ФЗ, от 13.07.2015 № 224-ФЗ,  
от 13.07.2015 № 233-ФЗ, от 03.11.2015 № 307-ФЗ, от 30.12.2015 № 450-ФЗ,  
от 30.03.2016 № 74-ФЗ, от 01.05.2016 № 132-ФЗ, от 23.06.2016 № 196-ФЗ,  
от 03.07.2016 № 268-ФЗ, от 28.12.2016 № 508-ФЗ, от 30.06.2017 № 129-ФЗ,  
от 18.07.2017 № 176-ФЗ, от 29.07.2017 № 216-ФЗ, от 29.07.2017 № 273-ФЗ,  
от 29.12.2017 № 451-ФЗ, от 29.06.2018 № 172-ФЗ, от 19.07.2018 № 208-ФЗ,  
от 29.07.2018 № 254-ФЗ, от 29.07.2018 № 271-ФЗ, от 29.07.2018 № 272-ФЗ,  
от 27.12.2018 № 522-ФЗ, от 02.08.2019 № 262-ФЗ, от 02.08.2019 № 300-ФЗ,  
от 27.12.2019 № 471-ФЗ, от 27.12.2019 № 478-ФЗ, от 24.04.2020 № 141-ФЗ,  
от 31.07.2020 № 281-ФЗ, от 08.12.2020 № 402-ФЗ, от 29.12.2020 № 480-ФЗ,  
от 30.12.2020 № 534-ФЗ);

— постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823  
«О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (в ред.  
постановлений Правительства Российской Федерации от 12.08.2013 № 691,  
от 17.02.2014 № 116, от 23.01.2015 № 47, от 16.02.2015 № 132, от 13.08.2018 № 937,  
от 30.04.2020 № 628, от 29.08.2020 № 1298, от 30.01.2021 № 86).

## 1. Общая характеристика энергосистемы Калужской области

Калужская область – субъект Российской Федерации, расположенный в центральной европейской части страны. Входит в состав Центрального федерального округа. Имеет границы с Троицким административным округом города Москвы, с Московской, Тульской, Брянской, Смоленской, Орловской областями. Калужская область образована в 1944 году.

Территория составляет 29, 777 тыс. км<sup>2</sup>.

Численность населения области на 01.01.2021 г. составляла 1000,98 тыс. чел., плотность населения 33,62 чел./км<sup>2</sup>, удельный вес городского населения: 75,8 %.

Административный центр области – город Калуга (численность населения на 01.01.2020 – 347,905 тыс. чел.) расположен в 160 км к юго-западу от Москвы. Количество муниципальных образований (на 01.01.2020) – 26, в том числе:

- городских округов – 2;
- муниципальных районов – 24;

Географическое положение городских округов и муниципальных районов Калужской области представлено на рисунке 1. Наименования районов и округов, соответствующих цифрам, с указанием административного центра, площади и населения представлены в таблице 1.

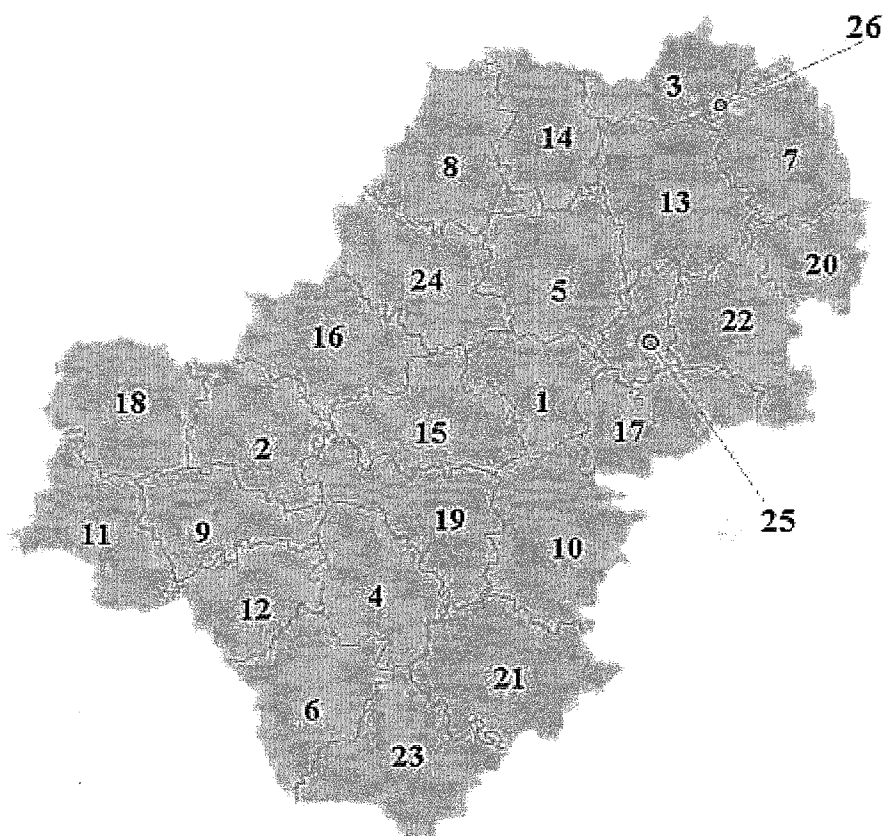


Рисунок 1. Административно-территориальное деление Калужской области

Таблица 1. Территория и население административных единиц Калужской области на 01.01.2020\*

№	Наименование района	Административный центр	Площадь, км <sup>2</sup>	Население, чел.
Муниципальные районы				
1	Бабынинский	посёлок Бабынино	846,6	18 293
2	Барятинский	село Барятино	1 110,3	6 016
3	Боровский	город Боровск	759,6	62 376
4	Думиничский	пгт Думиничи	1173,9	13 823
5	Дзержинский	город Кондрово	1 335,9	52 663
6	Жиздринский	город Жиздра	1 281,7	10 122
7	Жуковский	город Жуков	1 268,2	54 078
8	Износковский	село Износи	1 333,8	7 118
9	Кировский	город Киров	1 000,4	39 798
10	Козельский	город Козельск	1 522,7	36 083
11	Куйбышевский	посёлок Бетлица	1 243,0	7 731
12	Людиновский	город Людиново	954,5	41 258
13	Малоярославецкий	город Малоярославец	1 547,2	50 172
14	Медынский	город Медынь	1 148,4	13 020
15	Мещовский	город Мещовск	1 237,7	11 577
16	Мосальский	город Мосальск	1 320,4	8 488
17	Перемышльский	село Перемышль	1 156,0	13 206
18	Спас-Деменский	город Спас-Деменск	1 369,0	7 071
19	Сухиничский	город Сухиничи	1 232,7	22 934
20	Тарусский	город Таруса	714,6	15 355
21	Ульяновский	село Ульяново	1 655,9	7 073
22	Ферзиковский	посёлок Ферзиково	1 249,9	18 046
23	Хвастовичский	село Хвастовичи	1 413,3	10 495
24	Юхновский	город Юхнов	1 332,5	10 455
Городские округа				
25	Калуга	город Калуга	542,7	347 905
26	Обнинск	город Обнинск	43	117 419

\* – данные по численности населения за 2020 год отсутствуют

Калужская область расположена в центральной части Восточно-Европейской равнины. На западе и северо-западе Калужской области расположена Смоленская возвышенность (высота до 279 м), на востоке – Среднерусская возвышенность. Рельеф Калужской области представляет собой холмисто-увалистую, местами плоскую равнину, густо расчленённую долинами рек, балками и лощинами.

С севера на юг Калужская область протянулась более чем на 220 км от 53°30' до 55°30' северной широты, с запада на восток – на 220 км, площадь территории составляет 29,8 тыс. км<sup>2</sup>.

Города Калужской области: Калуга, Балабаново, Белоусово, Боровск, Ермолино, Жиздра, Жуков, Киров, Козельск, Кондрово, Кремёнки, Людиново, Малоярославец, Медынь, Мещовск, Мосальск, Обнинск, Сосенский, Спас-Деменск, Сухиничи, Таруса, Юхнов.

Климат Калужской области умеренно-континентальный с резко выраженными сезонами года: умеренно жарким и влажным летом и умеренно холодной зимой с устойчивым снежным покровом. Средняя температура июля составляет от плюс 18 °С на севере до плюс 21 °С на юге, января – от минус 12 °С до минус 8 °С. Тёплый период (с положительной среднесуточной температурой) длится 205 (север) – 220 (юг) дней. Количество осадков в год – 650 мм.

На земную поверхность территории области поступает значительное количество солнечной радиации – около 115 ккал на 1 см<sup>2</sup>.

Гидрография Калужской области определяется наличием 2043 рек и водотоков, 280 из которых имеют протяженность более 10 км. Поверхностные водотоки принадлежат бассейнам реки Волга. Наиболее крупная река – Ока. Длина русла на территории Калужской области составляет 180 км. Наиболее крупные притоки Оки – Угра, Жиздра, Протва.

На территории Калужской области около 500 торфяных болот. Площадь большинства из них не превышает 100 га. Заболоченность области менее 1%. Болота на территории области распространены неравномерно. Наиболее заболочены северо-западные и западные районы (бассейн р. Угры), а также Брянско-Жиздринское полесье. Наибольшие болота — Игнатовское, Калуговское, Красниковское, Шатино.

## 1.1. Промышленность

Ведущее место в структуре хозяйственного комплекса Калужской области занимает промышленное производство. С 2015 по 2020 годы объем промышленного производства показал рост с 496,3 до 904,6 млрд рублей.

В регионе выпускаются: продукция лесопромышленного комплекса (бумага, картонная тара, древесностружечные и древесноволокнистые плиты, паркетная доска), строительные материалы (кирпич, керамические санитарно-технические изделия, железобетонные конструкции), резиновые и пластмассовые изделия (трубы и профили), продукция химической промышленности (фармацевтические препараты, пластмассы), пищевая промышленность (мясная молочная, продукция, кондитерские изделия, овощная продукция и т.д.) и текстильного производства (мужская и женская, специальная одежда, обувное производство). В основе энергетики региона – распределение электроэнергии, газа и воды.

Основу промышленного производства Калужской области составляет машиностроение и металлообработка. Отличительной особенностью Калужской области является широкое разнообразие выпускаемой продукции:

- легковые и грузовые автомобили (ООО «Фольксваген Групп Рус», ООО «ПСМА Рус», АО(Н) «Вольво Восток»);
- электрооборудование для транспортных средств (ПАО «КЗАЭ», АО «Автоэлектроника»);
- турбины и турбогенераторы (ПАО «Калужский турбинный завод»);
- газотурбинные двигатели и мотоблоки (ПАО «КАДВИ»);
- телевизоры (ООО «Самсунг Электроникс Рус Калуга»);
- радиоэлектронная и коммутационная аппаратура связи, средства связи специального назначения (АО «Калугаприбор», АО «Калужский электромеханический завод», АО «КНИИТМУ»);

- изделия для оборонно-промышленного комплекса (АО «Тайфун», АО «ОНПП «Технология» им. А.Г. Ромашина», АО «КНИРТИ», ФГУП «КЗРТА», АО «КЗТА»);
- медицинская техника, электронные лампы и изделия квантовой техники (АО «Восход-КРЛЗ», АО «МПЗ»);
- аппаратура и оборудование для АЭС и радиохимических производств (ПАО ПЗ «Сигнал»);
- тепловозы, машины и механизированный инструмент для ремонта и эксплуатации железнодорожных путей (АО «ЛТЗ», АО «Калугапутьмаш», АО «РПМ», ОАО «Калугатрансмаш»);
- измерительные приборы (АО «НПО «Промприбор», ООО НПП «Метра»);
- кухонные вытяжки (ООО «Элмат»);
- стальные трубы, алюминиевый профиль, теплицы (ООО «Агрисовгаз»);
- металлоконструкции и здания из сэндвич-панелей (ООО «Венталл»);
- изделия из чугуна, стального и цветного литья (АО «СЧЗ», ОАО «Кировский завод», АО «Спецлит»);
- выплавка стали, изготовление арматурного и фасонного проката (ООО «НЛМК - Калуга»);
- кабельная продукция (ООО «ККЗ», АО «Людиновокабель», АО «Трансвок»);
- выращивание сельскохозяйственных продуктов (ООО «Агро-инвест»).

### **1.1.1. Индустриальные парки и промышленные зоны**

Наибольшее влияние на развитие промышленного комплекса Калужской области оказало создание новых производств на территории индустриальных парков и промышленных зон. Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Калуга» и индустриальные парки готовы к размещению производств. Наиболее крупными из них являются: «Ворсино», «Обнинск», «К-Агро», «Грабцево», «Сосенский», «Воротынский», «Маклаки», «Коллонтай», «Мещовский Центролит», «Росва», «Калуга-Юг», «Детчино». Общая площадь индустриальных парков, находящихся на территории Калужской области, составляет 7,74 тыс. га, из которых свободно 3,48 тыс. га. Ниже представлено описание некоторых из них.

#### **Индустриальный парк «Ворсино»**

Парк расположен на северо-востоке региона, на границе Калужской и Московской областей, вдоль трассы М-3 «Москва-Киев», в 6 км от Обнинска, 75 км от г. Москва и 95 км от г. Калуга. Расстояние от МКАД 67 км и 20 км до границ Новой Москвы.

Статус индустриального парка присвоен 1 апреля 2008 года. Территория индустриального парка составляет 2 072,2 га. Из них 606 га предоставлено инвесторам, 1 059,8 га свободно для размещения инвесторов.

Основными резидентами индустриального парка являются:

- ООО «НЛМК - Калуга» (электрометаллургический завод);
- ООО «Самсунг Электроникс Рус Калуга» (производство аудио-, видео- и бытовой техники);

- ООО «Нестле Россия» (производство кормов для домашних животных);
- АО «Л Ореаль» (производство косметических средств);
- ООО «Кей Ти Эн Джи Рус» (табачная фабрика по производству сигарет);
- ООО «Одиссейпром» (производство мебели);
- АО «Винтрастком» (производство пластиковой посуды для авиакомпаний);
- АО «ЛГР» (производство пищевых, промышленных и специальных газов);
- ООО «АстраЗенека Индастриз» (исследование, развитие и использование рецептурных препаратов);
- ООО «Фрейт Вилладж Калуга Север» (логистический комплекс);
- ООО «МАЛЕ РУС» (поставщик мировой автомобильной промышленности);
- ООО «ЛАМИНАМ РУС» (производство сверхтонкой керамической плитки);
- ООО «Архбум тиссю групп» (производство картона, упаковки, целлюлозы и ученических тетрадей);
- ООО «АйСиЭм Гласс Калуга» (производство пеностеклянного щебня);
- ООО «Парт Инн» (отель);
- ООО «АЭРОЛАЙФ» (производство фотокаталитических очистителей воздуха);
- АО «Техмашимпекс» (производство пластмассовых изделий);
- ООО «Д.А.Рус» (производство пластмассовых и резинотехнических изделий);
- ООО «ОРАК» (производство инновационных декоративных синтетических молдингов и орнаментов);
- ООО «ЭЛА Контейнер РУ» (производство и сборка мобильных помещений контейнерного типа);
- ООО «Габриэль-Хеми-Рус-2» (производство суперконцентратов и добавок для окрашивания и модификации пластиков);
- АО «Триада-Импекс» (производство состава для ремонта на основе цемента);
- ООО «Сфера-Фарм» (производство медицинских инфузионных растворов).

### **Индустриальный парк «Грабцево»**

Индустриальный парк «Грабцево» расположен в черте г. Калуга, в 25 км от трассы М-3 «Украина», в 15 км от трассы Р-132 «Калуга-Тула-Рязань», в непосредственной близости функционирует АО «Международный аэропорт «Калуга».

Статус индустриального парка присвоен 7 октября 2009 года. Общая площадь индустриального парка составляет 687 га. Из них под коридоры коммуникация 319 га, предоставлено инвесторам 268 га.

Резидентами индустриального парка «Грабцево» являются:

- ООО «ФОЛЬКСВАГЕН Груп Рус» (производство автомобилей);
- ООО «ФОЛЬКСВАГЕН КС» (завод двигателей);
- Филиал АО «Магна Аутомотив Рус» (поставка систем и модулей пластмассовых деталей экстерьера для автомобильной промышленности);
- ООО «Бентелер Аутомотив» - производство деталей подвески автомобилей;
- ООО «СМРК Аутомотив Текнолоджи Ру» (производство деталей интерьера автомобилей);

- ООО «Гестамп-Северсталь-Калуга» (производство штампованных деталей для кузовов легковых автомобилей);
- ООО «Япп Рус» (выпуск пластиковых топливных баков);
- ООО «Индастриал Стил Ресайклинг» (обработка металлических отходов);
- ООО «Северсталь-Гонварри-Калуга» (сервисный металлоцентр);
- ООО «Фуяо Стекло Рус» (производство автомобильного стекла);
- ЗАО «Берлин-Фарма» (фармацевтическое производство);
- ООО «Ново Нордиск Продакшн Саппорт» (производство инсулина);
- ООО «А-парк» (строительство производственно-складского комплекса «А-парк» для размещения поставщиков автокомпонентов на территории Калужской области)

### **Индустриальный парк «Росва»**

Индустриальный парк «Росва» расположен на 23 км юго-западнее г. Калуга, в 2 км от трассы М-3 «Москва-Киев», в п. Росва.

Статус индустриального парка присвоен 10 марта 2009 года. Общая площадь парка составляет 719,6 га, из них 339,7 га предоставлено инвесторам, 275 га выделено под коридоры коммуникаций, 104,9 га свободно для размещения инвесторов.

Резидентами индустриального парка «Росва» являются:

- ООО «ПСМА Рус» (производство автомобилей);
- ООО «ДжиИ Рус» (ремонт и техническое обслуживание компонентов газовых турбин);
- ООО «Форесия аутомотив девелопмент» (производство выхлопных систем);
- ООО «ФУКС ОЙЛ» (производство смазочных (моторных, тракторных, трансмиссионных, компрессорных) масел, а также смазочно-охлаждающих, гидравлических и закалочных жидкостей);
- ООО «Континентал Калуга» (производство автомобильных шин для легковых автомобилей и легкого коммерческого транспорта);
- ContiTech – филиал ООО «Континентал Калуга» (производство трубопроводов для систем кондиционирования и деталей гидроусилителя рулевого управления автомобилей);
- АО «Биотех Росва» (комплекс глубокой переработки пшеницы (производство клейковины, глюкозно-фруктозного сиропа, коммерческого крахмала, кормовых добавок, моногидрата глюкозы, сорбита и аскорбиновой кислоты);
- АО «БазисС» (таможенно-логистический терминал «Росва»);
- ООО «Сибэл-РК» (производство бетона и сухих смесей);
- ООО «Компания Технострой» – создание автотранспортного предприятия с новейшей спецтехникой для обслуживания промышленных предприятий.

### **Индустриальный парк «Калуга Юг»**

Индустриальный парк «Калуга Юг» расположен на южной границе г. Калуга в черте города к северу от транспортной развязки «Калуга-Козельск-Тула» вдоль трассы Р-132 «Калуга-Тула-Рязань». Расстояние до трассы М-3 – 16 км.

Статус индустриального парка присвоен 7 октября 2009 года. Общая площадь парка составляет 135,7 га из них 91 га предоставлен инвесторам, 31,9 га выделено под коридоры коммуникаций, 12,85 га свободно для размещения инвесторов.

Резидентами индустриального парка «Калуга Юг» являются:

- АО(Н) «Вольво Восток» (завод по производству грузовых автомобилей, завод по сборке строительной техники);
- ООО «Вольво Компоненты» (выпуск кабин для грузовых автомобилей Volvo и Renault);
- ООО «Мако Фурнитура» (завод по производству фурнитуры для окон);
- ООО «Меркатор Калуга» (завод по производству навесного оборудования для обслуживания дорог);
- ООО «Континентал Аутомотив Системс РУС» (завод по производству компонентов электронных систем управления топливopодачей и зажиганием двигателей внутреннего сгорания);
- АО «Рекаст» (завод по производству бумажных упаковочных материалов);
- ООО «Мануфактуры Боско» - швейная фабрика.

### **Промышленная зона «Детчино»**

Промышленная зона «Детчино» расположена вблизи пос. Детчино вдоль федеральной трассы М3 «Украина» в 140 км от Москвы в черте Калуги.

Общая площадь парка составляет 183,4 га, из них 151,6 га предоставлено инвесторам.

Резидентами индустриального парка «Детчино» являются:

- ООО «Этекс» (производство фиброцементных строительных материалов);
- ООО «Вольф Систем» (производство конструкций для сельхозсооружений и деревянных каркасно-панельных домов);
- ООО «ЭкоНива-Калуга» (сервисный центр по гарантийному обслуживанию сельскохозяйственной техники);
- ООО «ГРИММЕ-Калуга» (центр сбыта и сервиса сельскохозяйственной техники);
- ООО «ЛЕМКЕН-Калуга» (центр сбыта и сервиса сельскохозяйственной техники);
- АО «Русский продукт» (производство продуктов питания: супов, мучных смесей для выпечки, панировочных смесей, кулинарных добавок, геркулесовых каш, кукурузных экстрадированных чипсов);
- ООО «Агро-Инвест» (центр сбыта и сервиса животноводческой техники).
- ООО «Боган» - строительство завода по нанесению полимерного покрытия на рулонную сталь

### **АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»**

#### **Площадка «Людиново»**

Площадка «Людиново» расположена в 60 км от федеральной трассы А-101 «Москва-Малоярославец-Рославль» и в 23 км от федеральной трассы М-3 «Украина». Вдоль южной границы ОЭЗ ППТ «Калуга» проходит транзитная

автодорога, соединяющая обе федеральные трассы. В пределах г. Людиново расположены две железнодорожные станции: Людиново-1 (III класса) и Людиново-2 (IV класса), расположенные на железнодорожной магистрали «Вязьма – Фаянсовая – Брянск». Планируется строительство железнодорожного пути от ст. Людиново-1 до территории ОЭЗ ППТ «Калуга» протяженностью около 5 км.

Площадь площадки «Людиново» составляет 625,1 га.

В настоящее время территория ОЭЗ обеспечена инженерными коммуникациями в следующих объемах:

- водоснабжение – 10 000 м<sup>3</sup>/сутки (свободная мощность 5067 м<sup>3</sup>/сутки);
- водоотведение – 8700 м<sup>3</sup>/сутки (свободная мощность 5067 м<sup>3</sup>/сутки);
- газоснабжение – 65,3 млн м<sup>3</sup>/год (свободная мощность 8279 м<sup>3</sup>/сутки);
- ливневая канализация до 220 л/сек.

В качестве резидентов площадки «Людиново» рассматривается ряд российских и иностранных компаний. Ниже представлен список резидентов с заявленной мощностью:

- ООО «ДЕКО ГРУП» – 2,264 МВт;
- ООО «Кроношпан Калуга» – 61,5 МВт;
- ООО «Сан Марко» – 0,167 МВт;
- ООО «Алхимет» – 4 МВт;
- ООО «Агро-Инвест» – 120 МВт;
- ООО «Инвестпромстрой» – 6 МВт;
- ООО «Ультра Декор Рус» – 0,4 МВт.

### **Площадка «Боровск»**

Площадка «Боровск» расположена на трассе М-3 «Москва-Киев», в 15 км от трассы А-101 «Москва-Рославль» и в 6 км от «Московского большого кольца» А-108, которое обеспечивает выход к трассе М-1 «Москва-Минск». По территории Боровского района проходит железная дорога Москва-Киев общей протяженностью 16 км, с двумя станциями «Ворсино» и «Балабаново». Имеется грузовой аэродром «Ермолино» с взлетно-посадочной полосой, позволяющий принимать все виды самолетов.

Площадь площадки «Боровск» составляет 369,2 га.

В настоящее время территория ОЭЗ обеспечена инженерными коммуникациями в следующих объемах:

- водоснабжение – 5000 м<sup>3</sup>/сутки;
- водоотведение – 5000 м<sup>3</sup>/сутки;
- газоснабжение – 16,5 млн м<sup>3</sup>/год.

В качестве резидентов площадки «Боровск» рассматривается ряд российских и иностранных компаний. Ниже представлен список резидентов с заявленной мощностью:

- ООО «Рефкул» – 1,5 МВт;
- ООО «МИР-ФАРМ КАЛУГА» – 6 МВт;
- ООО «ХАЯТ КОНСЮМЕР ГУДС» – 20 МВт;
- ООО «Натюрель» – 4,96 МВт;
- АО «ВАКТЕК» – 3 МВт;
- ООО «ТИЭЙЧ МИЛК ИНДУСТРИ» – 9 МВт;
- АО «БиоРим» – 5 МВт;

- ООО «Евроклима Рус Продакшн» – 0,75 МВт;
- ООО «Экструтех и К» – 5 МВт;
- ООО «Компонент-А» – 8 МВт.

### **1.1.2. Химическая промышленность**

Перспективным направлением в развитии промышленного комплекса Калужской области является химическая промышленность. На территории области она в основном представлена фармацевтическими и нефтеперерабатывающими предприятиями.

На 2020 год зарегистрировано 17 крупных предприятий химической промышленности, производящие лекарственные препараты, химические продукты строительного назначения, моющие средства, а также одно производство, выпускающее ядерные изотопы.

В настоящее время в области продолжает формироваться фармацевтический кластер, основу которого составляют предприятия, занимающиеся разработкой научных идей и внедрением новых технологий. Деловыми партнерами региона стали крупнейшие иностранные фармацевтические компании: ООО «Хемофарм», ЗАО «Берлин-Фарма», ООО НПО «ФармВИЛАР», ООО «НиарМедик Фарма» и ООО «АстраЗенекаИндастриз». Центром научных исследований является наукоград г. Обнинск.

Наличие эффективно функционирующей цепочки по разработке и внедрению готовой продукции биотехнологий – от научных разработок и опытно-клинических исследований новых субстанций, и лекарственных препаратов до промышленного выпуска конечной продукции – готовых лекарственных форм, позволило приступить к формированию кластера биотехнологий и фармацевтики. Общим результатом реализации мероприятий по формированию кластера станет создание эффективной системы поддержки и продвижения наукоемких, инновационных проектов от момента зарождения научной идеи до организации серийного выпуска продукции.

Основные организации и проекты кластера – Технопарк «Обнинск», Медицинский радиологический научный центр Российской академии медицинских наук (МРНЦ РАМН), ГНУ ВНИИСХРАЭ Россельхозакадемии, ФГУП «НИФХИ им. Л. Я. Карпова», ФГУП «ОНИИ «Технология».

### **1.1.3. Пищевая промышленность**

Одним из важнейших направлений развития Калужской области является пищевая промышленность. На территории области она в основном представлена мясоперерабатывающими предприятиями, молочными заводами, предприятиями по производству мукомольной продукции и предприятиями по производству алкогольной и безалкогольной продукции.

Наиболее крупными представителями индустрии являются ООО «Нестле Россия», АО «Инвест Альянс», ООО «Итера», АО «Обнинский колбасный завод», ООО «ПК «Обнинские молочные продукты» и др.

### **1.1.4. Лёгкая промышленность**

Легкая промышленность Калужской области объединяет около 250 предприятий и организаций различных форм собственности, из них 11 крупных и средних. Основные виды производств легкой промышленности области представлены следующими крупными предприятиями:

- текстильное производство (ООО «Ермолино», АО «Руно»);
- производство одежды (АО «Сухиничская швейная фабрика», ООО «Людиновская швейная компания»);
- производство обуви, изделий из кожи (АО «КОФ «Калита», ООО «Калужская обувь», ООО «Форио»).

## 1.2. Институты развития

Для реализации инвестиционной политики Правительством области созданы следующие институты:

- АО «Агентство инновационного развития – центр кластерного развития Калужской области», целью которого является создание условий для возникновения и продвижения инноваций, повышение конкурентоспособности региональных компаний, расширение возможностей для развития бизнеса в Калужской области и за ее пределами.
- АО «Корпорация развития Калужской области» – государственный оператор по созданию индустриальных парков и развитию инженерной инфраструктуры, целью которого является создание новых и развитие существующих индустриальных парков, строительство инженерной инфраструктуры в индустриальных парках.
- ООО «Индустриальная логистика» – государственный оператор по предоставлению недискриминационного доступа к логистической и железнодорожной инфраструктуре, целью которого является создание логистических и таможенных терминалов, строительство и эксплуатация железных дорог в индустриальных парках.
- ГАУ «Агентство регионального развития Калужской области» – государственный оператор по консультированию и индивидуальному сопровождению инвесторов при реализации инвестиционных проектов, целью которого является привлечение инвестиций в экономику Калужской области, продвижение региона на международный рынок.

## 1.3. Строительство

В 2020 году на территории Калужской области введено в эксплуатацию 820,5 тыс. м<sup>2</sup> жилой площади, что составляет 103,2 % к 2019 году.

## 2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Калужской области за прошедший пятилетний период

### 2.1. Характеристика энергосистемы

#### 2.1.1. Общая характеристика энергосистемы

Энергосистема Калужской области работает в составе ОЭС Центра. Оперативно-диспетчерское управление в энергосистеме Калужской области, входящей в состав ЕЭС России, осуществляется АО «СО ЕЭС» (в том числе Филиалом АО «СО ЕЭС» Смоленское РДУ, а также Филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра).

Энергосистема Калужской области имеет электрическую связь с энергосистемами Брянской, Смоленской, Рязанской, Тульской областей, а также с энергосистемой г. Москвы и Московской области.

В таблице 2 представлены основные показатели работы ОЭС Центра и энергосистемы Калужской области за 2020 год.

Таблица 2. Основные показатели работы ОЭС Центра и энергосистемы Калужской области за 2020 год

Показатель	ОЭС Центра	Энергосистема Калужской области	Доля энергосистемы Калужской области, %
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	239 906	7 066	2,95
Максимальное потребление энергосистемы, МВт*	37 105	1174	3,16
Установленная электрическая мощность электростанций, МВт**	51 717	142	0,27
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	230 777	217	0,09

\*- потребление на час максимума ОЭС Центра в 2020 г.;

\*\* - установленная электрическая мощность электростанций на 01.01.2021 г.;

Из представленных данных следует, что на долю энергосистемы Калужской области приходится:

- 2,95 % потребления электроэнергии ОЭС Центра;
- 3,16 % участия в максимуме потребления ОЭС Центра;
- 0,27 % установленной мощности электростанций ОЭС Центра;
- 0,09 % общей выработки электроэнергии по ОЭС Центра.

#### 2.1.2. Характеристика генерирующих компаний

##### Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»

Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» объединяет энергоактивы компании «Квадра» в Тульской, Калужской и Рязанской областях. Общая

установленная электрическая мощность Центрального филиала – 721,1 МВт, тепловая – 1753,6 Гкал/ч.

На территории Калужской области расположено производственное подразделение «Калужская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», установленной электрической мощностью 41,8 МВт, тепловой – 110,1 Гкал/ч.

### **ПАО «Калужская сбытовая компания»**

ПАО «Калужская сбытовая компания» является гарантирующим поставщиком электрической энергии на территории Калужской области.

ПАО «Калужская сбытовая компания», первой из энергосбытовых предприятий, реализовало проект строительства газотурбинной станции (ГТУ-ТЭЦ). Станция расположена в промышленной зоне города Обнинска, рядом с территорией технопарка «Обнинск». Ее установленная электрическая мощность составляет 21 МВт и установленная тепловая мощность – 47 Гкал/час. В качестве основного топлива в работе Обнинской ГТУ-ТЭЦ№ 1 используется природный газ.

### **ООО «Каскад-Энергосбыт»**

ООО «Каскад-Энергосбыт» специализируется на оказании услуг на рынке электроэнергии. Установленная электрическая мощность ГПЭС БТ п. Воротыньск составляет 6,228 МВт.

### **2.1.3. Характеристика электростанций промышленных предприятий**

#### **Акционерное общество «Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт имени А.И. Лейпунского» (далее – АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»)**

АО «ГНЦ РФ – ФЭИ» является многопрофильной научной организацией, осуществляющей производство электроэнергии для целей научных исследований. Установленная электрическая мощность ТЭЦ ФЭИ составляет 6 МВт.

### **ПАО «Калужский турбинный завод»**

ПАО «Калужский турбинный завод» осуществляет производство тепловой и электрической энергии для нужд собственного производства и для потребителей г. Калуга. Установленная электрическая мощность ТЭЦ КТЗ составляет 43 МВт, ТЭЦ КТЗ пл. Турынино – 12 МВт.

### **ООО «КБК энерго»**

ООО «КБК энерго» осуществляет производство тепловой и электрической энергии для нужд потребителей региона. Установленная электрическая мощность электростанции ООО «КБК энерго» Новокондровская ТЭЦ составляет 12 МВт.

#### 2.1.4. Характеристика электросетевых компаний

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Калужской области и оказывающим услуги по передаче электроэнергии на напряжении 110 кВ и выше, относятся следующие компании:

- филиал ПАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» Приокское предприятие магистральных электрических сетей осуществляет передачу электроэнергии по сетям 500 - 220 кВ энергосистемы Калужской области;
- филиал «Калугаэнерго» ПАО «Межрегиональная распределительная сетевая компания Центра и Приволжья» в настоящее время отвечает за распределение, транспорт электроэнергии по территории Калужской области;
- ОАО «Российские железные дороги» осуществляет передачу и распределение электроэнергии по сетям ОАО «РЖД»;
- АО «Государственный научный центр Российской Федерации – Физико-энергетический институт имени академика А.И.Лейпунского»;
- ПАО «Калужский турбинный завод»;
- ПАО «Калужский двигатель»;
- ПАО «Агрегатный завод».

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Калужской области и оказывающим услуги по передачи электроэнергии на напряжении 10 кВ и ниже, относятся следующие компании:

- унитарное муниципальное предприятие «Коммунальные электрические и тепловые сети» осуществляет передачу и распределение электроэнергии по территории муниципального образования «Город Малоярославец»;
- муниципальное предприятие города Обнинска «Горэлектросети» осуществляет передачу и распределение электроэнергии по территории муниципального образования «Город Обнинск»;
- ООО «Каскад-Энергосеть» оказывают услуги по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электрическим сетям;
- АО «МСК Энерго»;
- АО «Восход» – Калужский радиоламповый завод;
- АО «Оборонэнерго»;
- ООО «ЭЛМАТ»;
- муниципальное предприятие коммунальных электрических, тепловых и газовых сетей муниципального района «Мосальский район»;
- ООО «ЦентрТехноКом»;
- ООО «ЭнергоАльянс»;
- федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт радиологии и агроэкологии»;
- ООО «Сетевая компания»;
- ООО «ТСО Кабицыно»;
- ПАО «КЗАЭ».
-

### 2.1.5. Характеристика сбытовых компаний

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Калужской области и осуществляющими сбытовую деятельность, относятся следующие компании:

- ПАО «Калужская сбытовая компания» является гарантирующим поставщиком электроэнергии на территории Калужской области;
- ООО «Русэнергосбыт» является поставщиком электроэнергии для нужд ОАО «Российские железные дороги»;
- ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- ООО «МАРЭМ+». Является энергосбытовой компанией, профессиональным участником оптового рынка электрической энергии (мощности). Компания входит в структуру крупнейшей российской частной энергетической компании «ЕвроСибЭнерго»;
- ООО «ГРИНН Энергосбыт»;
- ООО «НОВИТЭН»;
- ПАО «Мосэнергосбыт»;
- АО «Транссервисэнерго»;
- АО «Атомэнергопромсбыт»;
- ООО «Энергопромсбыт»;
- ООО «ЛУКОЙЛ - ЭНЕРГОСЕРВИС»;
- АО «Межрегионэнергосбыт»;
- АО «ЭСК РусГидро».

### 2.2. Отчетная динамика потребления электроэнергии в Калужской области и структура электропотребления по основным группам потребителей за последние пять лет

Отчетная динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области за последние пять лет приведена в таблице 3.

Таблица 3. Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области за последние пять лет

Наименование показателя	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	6592,9	6772,8	6921,3	6820,5	7065,5
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт·ч		179,9	148,5	-100,8	245,0
Прирост, %		2,7	2,2	-1,5	3,6

Потребление электроэнергии энергосистемой Калужской области за 2020 год составило 7065,5 млн кВт·ч, что на 245,0 млн кВт·ч и на 3,6 % больше, чем в 2019 году.

Потребление электроэнергии в энергосистеме Калужской области в 2020 году выросло относительно 2016 года на 472,6 млн кВт·ч или на 7,2 %.

На рисунке 2 в графическом виде представлена динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области за последние пять лет.

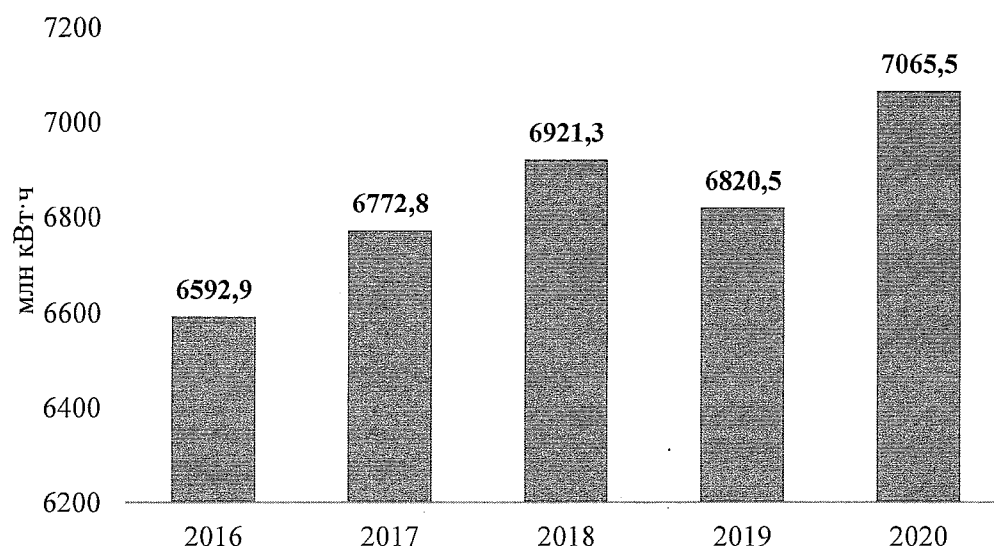


Рисунок 2. Динамика потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области за последние пять лет

Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Калужской области за последние пять лет представлена в таблице 4 и на рисунке 3 в графическом виде.

Таблица 4. Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Калужской области за период 2015-2019 гг., млн кВт·ч\*

Отрасль	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Предприятия черной и цветной металлургии	710,6	808,6	777,4	815,6	802,0
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство, рыболовство и рыбоводство	413,4	458,7	523,0	686,1	621,8
Строительство	81,8	66,6	69,8	69,7	51,1
Транспорт, хранение и связь	441,1	446,5	602,5	604,9	612,8
Другие виды экономической деятельности	507,0	508,5	455,1	470,6	491,2
Население	1842,8	1900,1	2357,8	2259,1	1694,3

\* - данные за 2020 год органами государственной статистики будут опубликованы в летний период 2021 года

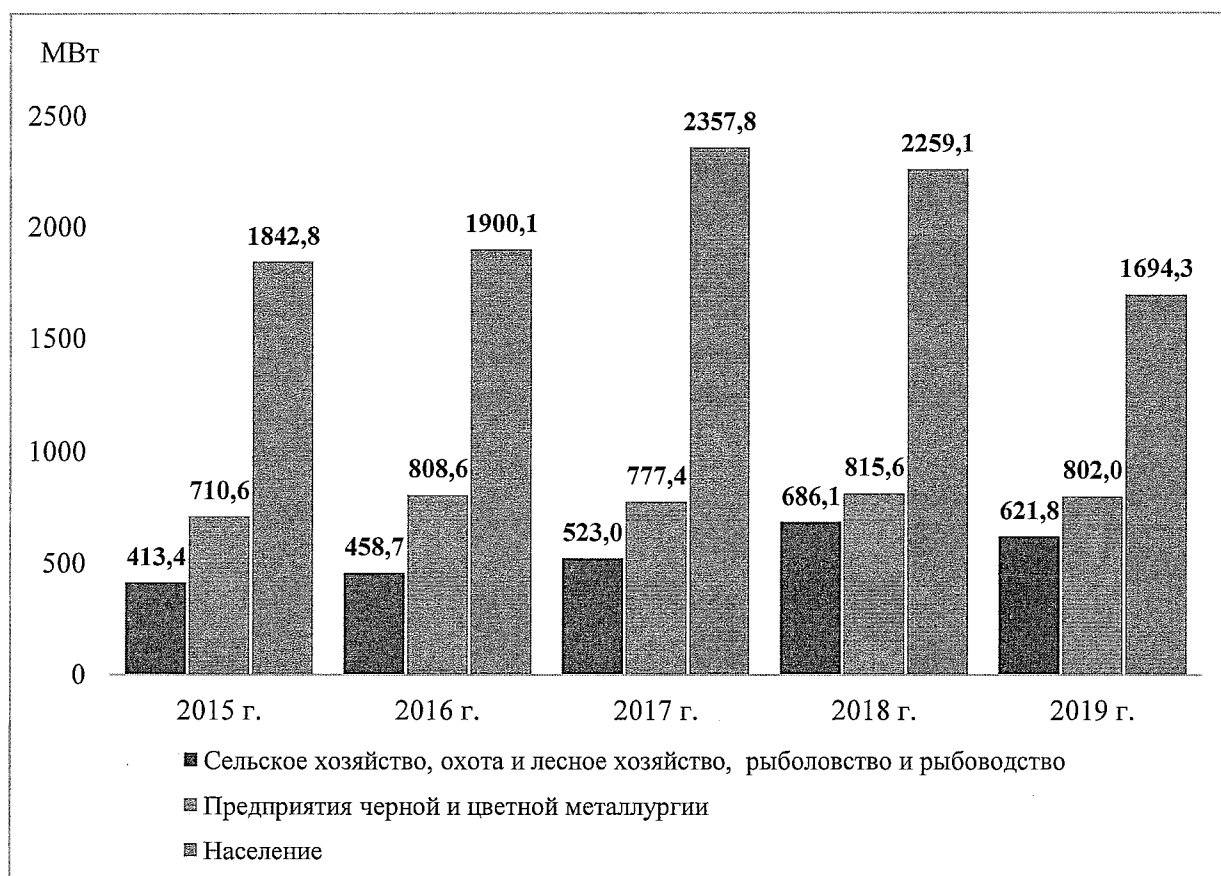


Рисунок 3. Структура электропотребления по основным группам потребителей энергосистемы Калужской области за 2015-2019 гг.\*

\* - данные за 2020 год органами государственной статистики будут опубликованы в летний период 2021 года

Как видно из представленной диаграммы, доминирующими потребителями энергосистемы Калужской области являются население и отрасли металлургии.

### 2.3. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии с указанием потребления электрической энергии и мощности

Основные потребители электроэнергии энергосистемы Калужской области располагаются в северной и северо-восточной частях региона. Перечень основных потребителей электрической энергии с указанием отчетных данных за 2016-2020 годы приведены в таблице 5.

Таблица 5. Основные потребители электроэнергии и мощности энергосистемы Калужской области

№	Наименование потребителя	Показатель	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1	ООО «НЛМК-Калуга»	млн кВт·ч	796,57	794,54	835,44	691,45	783,1
		МВт	170,9	160,6	160,5	157,9	167
2	ОАО «РЖД»	млн кВт·ч	220,12	235,87	240,12	237,7	193
		МВт	н/д	40,91	55,41	62,2	61,5
3	ОАО «Холсим (Рус) СМ»	млн кВт·ч	139,8	166,9	186,1	196,9	191,3

№	Наименование потребителя	Показатель	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
		МВт	н/д	35	35	35	34
4	ООО «Агро-Инвест»	млн кВт·ч	-	74	167	249	313
		МВт	-	36	57	94	94
5	ГП «Калужский областной водоканал»	млн кВт·ч	108,67	107,25	103,66	107,93	113,7
		МВт	9,24	9,22	9,14	9,24	9,7
6	ООО «Фольксваген Груп Рус»	млн кВт·ч	85,1147	81,60	88,21	86,75	75,23
		МВт	16,63	15,58	16,02	15,77	24
7	НИЦ «Курчатовский институт» - ИФВЭ	млн кВт·ч	352,91	407,61	57,93	60	61,16
		МВт	46,09	86,02	51,1	50,36	50,89
8	ООО «ПСМА Рус»	млн кВт·ч	18,55	19,05	28,66	29,63	23,96
		МВт	4,9	5,4	5,7	5,9	5,9
9	АО «Кировская Керамика»	млн кВт·ч	31,66	31,76	36,32	35,63	35,7
		МВт	5,28	4,88	5,44	5,4	4,9
10	ПАО «Агрегатный завод»	млн кВт·ч	8,78	7,30	9,53	10,52	9,92
		МВт	2,38	3,24	2,64	2,88	12
11	ПАО «Калужский двигатель» (ПАО «КАДВИ»)	млн кВт·ч	31,75	32,29	30,47	29,97	30,05
		МВт	11	11,07	10,81	9,30	9,92
12	АО ОНПП «Технология»	млн кВт·ч	27,45	27,11	27,44	26,87	25,81
		МВт	6,08	5,42	6,14	5,44	5,6
13	МП «Теплоснабжение»	млн кВт·ч	27,1	27,1	25,55	25,32	24,04
		МВт	4,6	4,4	4,02	3,79	3,62
14	ООО «Агрисовгаз»	млн кВт·ч	21,1	23,98	23,35	24,47	26,01
		МВт	4,01	4,06	4,23	3,8	4,26
15	АО «Калугапутьмаш»	млн кВт·ч	21,29	22,14	23,98	23,24	20,84
		МВт	7,31	7,06	6,8	6,24	5,52
16	АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»	млн кВт·ч	22,85	21,55	21,28	19,04	16,05
		МВт	н/д	н/д	25,5	7	3,89
17	АО «ОТКЗ научно-исследовательский физико-химический институт имени Л.Я. Карпова»	млн кВт·ч	14,24	14,85	14,55	15,22	15,03
		МВт	2,25	2,88	2,39	2,42	2,39
18	АО «Научно-производственное предприятие «Калужский приборостроительный завод «Тайфун»»	млн кВт·ч	16,57	16,11	15,16	14,77	14,59
		МВт	4,14	3,91	3,86	4,68	4,62
19	ООО «ТРАНССТРОМИНВЕСТ»	млн кВт·ч	12,2	8,39	11,7	13,67	13,65
		МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
20	АО «Людиновокабель»	млн кВт·ч	6,3	6,4	6,4	6,4	6,4
		МВт	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
21	АО «КНИРТИ»	млн кВт·ч	6,4	6,9	6,6	6,87	7,00
		МВт	1,7	1,7	1,7	1,6	1,7

№	Наименование потребителя	Показатель	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
22	ООО «Агрофирма Оптима» (ООО «Агробаланс»)	млн кВт·ч	4,34	1,36	4,75	4,99	5,66
		МВт	11,97	12,6	11,49	н/д	н/д
23	АО «Калугаприбор»	млн кВт·ч	3,89	4,64	4,47	4,44	3,70
		МВт	1,53	1,52	1,42	1,35	1,27
24	АО «Калужский электромеханический завод»	млн кВт·ч	5,04	6,09	3,89	2,47	2,44
		МВт	3,3	3,3	3,3	3,3	3,26
25	ПАО «Приборный завод «Сигнал»	млн кВт·ч	1,50	1,61	1,87	2,01	2,5
		МВт	0,43	0,44	0,57	0,645	0,8

### Перечень основных перспективных потребителей

В энергосистеме Калужской области до 2026 года в рамках реализации заключенных договоров на технологическое присоединение планируется ввод новых производственных мощностей крупных потребителей. В таблице 6 приведены данные о планируемых к вводу электрических нагрузках наиболее крупных потребителей, которые учтены в рамках разработки базового прогноза потребления мощности энергосистемы на территории Калужской области.

Таблица 6. Планируемая к вводу электрическая нагрузка согласно заключенным договорам на технологическое присоединение

№	Наименование потребителя	Наименование ЦП	Заявленная мощность ТП, МВт
1	ООО «НЛМК-Калуга»	ПС 220 кВ Метзавод	169,6
2	ООО «Мещовский комбинат транспортного литья» (ООО «МКТЛ»)	ПС 110 кВ МКТЛ (новая ПС)	60
3	АО «Корпорация развития Калужской области»	ПС 110 кВ Созвездие	40**
		ПС 110 кВ Восток	16*
		ПС 110 кВ ПРМЗ, ПС 110 кВ Малинники	16
		ПС 110 кВ Гранат	17*
		ПС 110 кВ Росва	9
3	АО «ОЭЗ ПИТ «Калуга»	ПС 110 кВ Промзона-2	58*
4	ООО «Индустриальный Парк «Ворсино»	ПС 220 кВ Созвездие	30*
		ПС 110 кВ Колосово	40
5	ООО «Кроношпан Калуга»	ПС 110 кВ Промзона	26
6	ООО «Агрокомплекс	ПС 110 кВ	9

	«Калужский»	Ахлебинино	
7	ООО «Инвестпроект»	ПС 110 кВ Ахлебинино	35
8	АО «Агентство инновационного развития - Центр кластерного развития Калужской области»	ПС 110 кВ Университет	13,011
11	ООО «Грейт»	ПС 110 кВ Гранат	5,6*
12	ООО «Лотте Кондитерская фабрика РУС»	ПС 110 кВ Маланьино	5,5*
14	ООО «Омега Лиз – Калуга»	ПС 110 кВ Денисово	3*
15	ООО «Профземресурс»	ПС 110 кВ Михали	4,98*
16	ООО «Первый завод»	ПС 110 кВ Первый завод (новая ПС)	14,6
17	ООО «РусЭкоСтрой»	ПС 110 кВ Кирпичная	1
18	ООО «Спектр»	ПС 110 кВ Кирпичная	1*
19	ООО «Строй Инвест Проект»	ПС 110 кВ Вега	1,2
20	ООО «Энергомонтаж»	ПС 110 кВ Окружная	1,874
21	Филиал «Юго-Западный» АО «Оборонэнерго»	ПС 110 кВ Кричина	1,6

\*-ТУ выполнены частично (реализован этап ТУ)

\*\* – ТУ реализованы, идет набор мощности

#### 2.4. Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области

Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области за последние пять лет приведена в таблице 7.

Таблица 7. Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области за последние пять лет

Наименование показателя	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	За 5 лет
Максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Калужской области, МВт	1113	1095	1160	1146	1222	-
Абсолютный прирост максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области, МВт		-18	65	-14	76	109

Наименование показателя	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	За 5 лет
Прирост, %		-1,6	5,9	-1,2	6,6	9,8

В 2020 году максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Калужской области составило 1222 МВт, что на 76 МВт или на 6,6% больше, чем в 2019 году.

Суммарно за последние 5 лет максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Калужской области увеличилось на 109 МВт или на 9,8%.

На рисунке 4 в графическом виде представлена динамика изменения максимального потребления электрической мощности в энергосистеме Калужской области за последние пять лет.

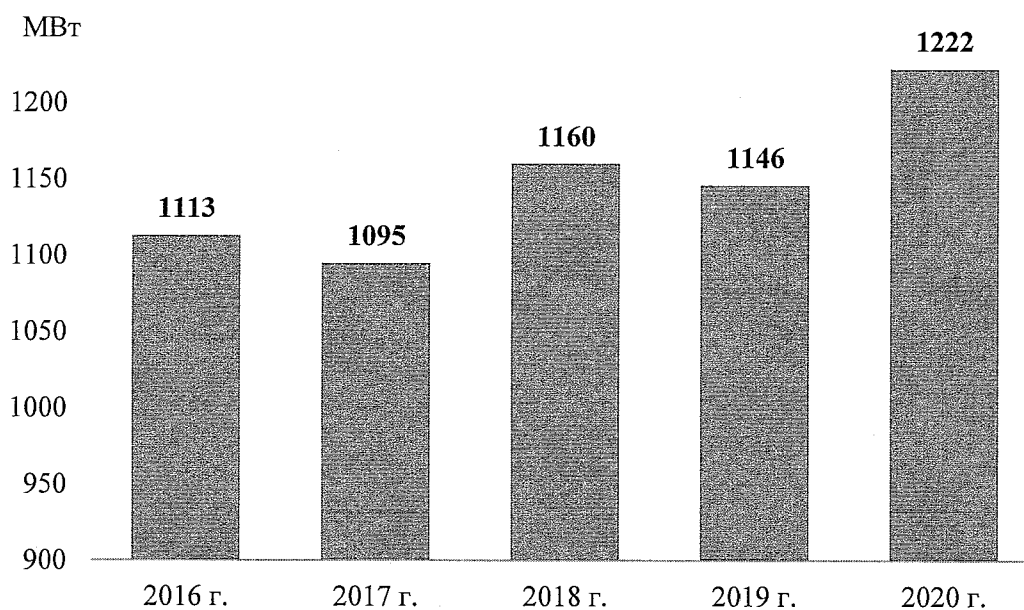


Рисунок 4. Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области за 2016-2020 гг.

## 2.5. Существующие электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт.

Установленная мощность объектов генерации энергосистемы Калужской области приведена в таблице 8.

Таблица 8. Установленная мощность объектов генерации энергосистемы Калужской области (по состоянию на 01.01.2021)

Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
Калужская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	41,8
Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1	ПАО «Калужская сбытовая компания»	21
ГПЭС БТ п. Воротынский	ООО «Каскад-Энергосбыт»	6,228
Электростанции промышленных предприятий		

Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
ТЭЦ ФЭИ	АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»	6
ТЭЦ КТЗ	ПАО «Калужский турбинный завод»	43
ТЭЦ КТЗ пл. Турынино	ПАО «Калужский турбинный завод»	12
Новокондровская ТЭЦ	ООО «КБК энерго»	12
Итого по энергосистеме Калужской области:		142,028

Суммарная установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы Калужской области по состоянию на 1 января 2021 года составляет 142,028 МВт.

Анализ представленной структуры показывает следующее:

- установленная электрическая мощность электростанций генерирующих компаний составляет 48,6 % (69,028 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы на территории Калужской области;
- установленная электрическая мощность электростанций промышленных предприятий составляет 51,4 % (73 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций энергосистемы на территории Калужской области;
- крупнейшей электростанцией энергосистемы на территории Калужской области является ТЭЦ КТЗ суммарной установленной мощностью 43 МВт.

В 2016 году введена в эксплуатацию ГПЭС БТ п. Воротынок установленной мощностью 6,228 МВт. В 2017-2020 годах ввод и демонтаж генерирующего оборудования энергосистемы на территории Калужской области не осуществлялся.

Состав существующих электростанций энергосистемы на территории Калужской области с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям, установленная электрическая мощность которых превышает 5 МВт, приведен в таблице 9.

Структура генерирующих мощностей энергосистемы Калужской области с разбивкой по собственникам приведена на рисунке 5.

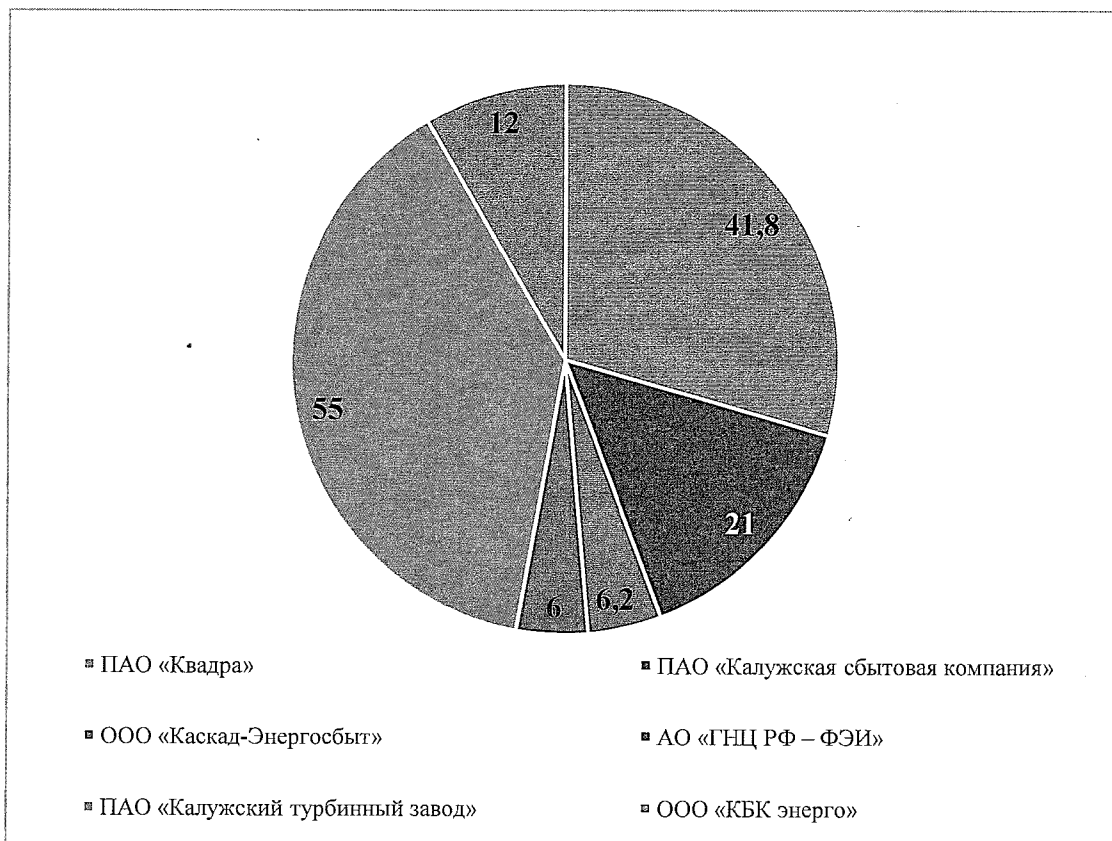


Рисунок 5. Структура установленной мощности электростанций энергосистемы Калужской области, МВт

Таблица 9. Состав существующих электростанций энергосистемы на территории Калужской области

№ п/п	Наименование поселения городского округа	Владелец электростанции	Наименование электростанции	Основной потребитель электроэнергии	Установленная электрическая мощность, МВт	Тип турбоагрегатов
1	г. Калуга	ПАО «Квадра»	Калужская ТЭЦ	Электростанция оптового рынка	6	П-6-3,4/0,5-1
					6	Р-6-35/5М
					29,8	ГТУ LM 2500
					Итого по ПАО «Квадра»	41,8
2	г. Калуга	ПАО «КТЗ»	ТЭЦ КТЗ	ПАО «КТЗ»	12	ПТ-12-35/10М
					6	АТ-6-35
					25	ПТ-25-90-10М
3	г. Калуга, Турынино	ПАО «КТЗ»	ТЭЦ КТЗ пл. Турынино	ПАО «КТЗ»	12	ПТ-12-35/10М
					Итого по ПАО «КТЗ»	55,00
4	г. Калуга, п. Воротыньск	ООО «Каскад-Энергосбыт»	ГПЭС БТ п. Воротыньск	ОАО «Стройполимеркерамика»	6,228	JMC 420 GS-N.LC
					Итого по ООО «Каскад-Энергосбыт»	6,228
Итого по г. Калуге					103,028	-
5	г. Кондрово	ООО «КБК энерго»	Новокондровская ТЭЦ	ПАО «Калужская сбытовая компания» (розничный рынок)	6	Р-6-35/10-М
					6	ПР-6-35-10/5
					Итого по ООО «КБК энерго»	12
Итого по г. Кондрову					12	-
6	г. Обнинск	АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»	ТЭЦ ФЭИ	АО «ГНЦ РФ - ФЭИ»	6	АП-6
					Итого по АО «ГНЦ РФ - ФЭИ»	6
7	г. Обнинск	ПАО «Калужская	Обнинская ГТУ-	ПАО «Калужская сбытовая	21	ГТУ LM2500

N п/п	Наименование поселения городского округа	Владелец электростанции	Наименование электростанции	Основной потребитель электроэнергии	Установленная электрическая мощность, МВт	Тип турбоагрегатов
		сбытовая компания»	ТЭЦ № 1	компания» (розничный рынок)		DLE
Итого по ПАО «Калужская сбытовая компания»					21	-
Итого по г. Обнинску					27	-
Итого по энергосистеме Калужской области					142,028	-

## 2.6. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Калужской области за 5 лет представлена в таблице 10.

Таблица 10. Структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Калужской области

Наименование электростанции	2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019 г.		2020 г.	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
Калужская ТЭЦ	31,9	12,4	13,4	5,2	15,3	5,8	21,7	7,6	1,7	0,8
Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1	52,6	20,5	60,3	23,5	68,5	26,2	92,8	32,6	68,4	31,5
ГПЭС БТ п. Воротынк	18,5	7,2	31,9	12,5	33,5	12,8	32,0	11,2	30,5	14,1
Электростанции промышленных предприятий	154,2	59,9	150,5	58,8	144,4	55,2	138,4	48,6	116,5	53,6
Итого по энергосистеме Калужской области	257,2	100,0	256,1	100,0	261,6	100,0	285,0	100,0	217,1	100,0

В графическом виде структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Калужской области за 5 лет представлена на рисунке 6.

По типам электростанций – 100 % электроэнергии в энергосистеме Калужской области вырабатывается на тепловых электростанциях.

По типам собственности – за 2020 год на электростанциях генерирующих компаний выработано 46,4 % электроэнергии, на электростанциях промышленных предприятий – 53,6 %.

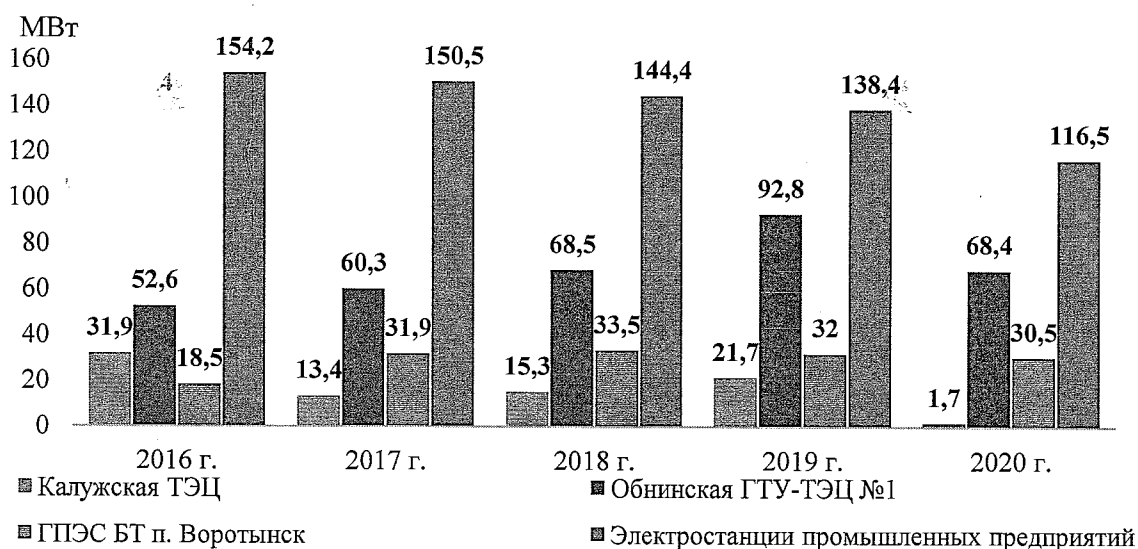


Рисунок 6. Структура выработки электроэнергии на электростанциях энергосистемы Калужской области за 2016-2020 гг.

## 2.7. Характеристика балансов электрической энергии и мощности

### 2.7.1. Балансы электрической энергии

Балансы электрической энергии энергосистемы Калужской области за последние 5 лет представлены в таблице 11 и на рисунке 7.

Таблица 11. Балансы электрической энергии энергосистемы Калужской области за 2016-2020 гг., млн кВт·ч

Наименование показателя	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Потребление всего:	6592,9	6772,8	6921,3	6820,5	7065,5
Выработка электроэнергии всего:	257,2	256,1	261,6	285,0	217,0
Сальдо перетоков («+» дефицит - получение; «-» избыток - выдача), в том числе:	6335,7	6516,7	6659,7	6535,5	6848,5

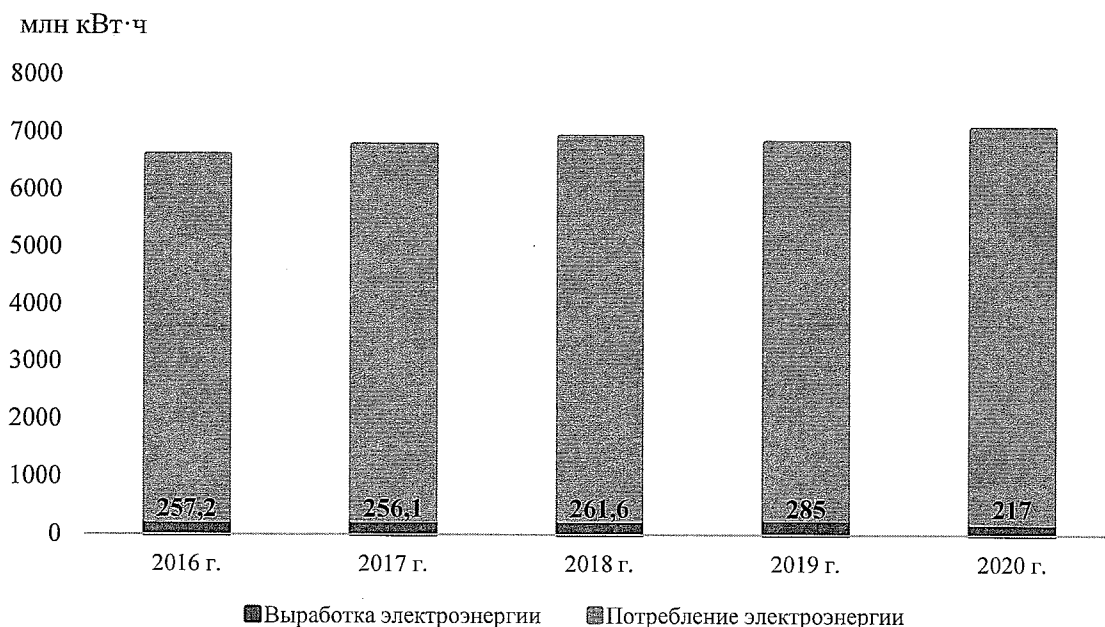


Рисунок 7. Балансы электрической энергии энергосистемы Калужской области за 2016-2020 гг.

Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Калужской области за последние 5 лет складывались с дефицитом. Дефицит производства электроэнергии покрывался за счет перетоков по межсистемным линиям электропередачи из смежных энергосистем.

### 2.7.2. Балансы мощности

Балансы мощности энергосистемы Калужской области за последние 5 лет представлены в таблице 12 и на рисунке 8.

Таблица 12. Балансы мощности энергосистемы Калужской области на час прохождения максимума потребления энергосистемы за 2016-2020 гг., МВт

№	Показатель	07.12.16 17:00	09.02.17 11:00	20.12.18 10:00	23.01.19 11:00	11.12.20 13:00
1	Установленная электрическая мощность, всего	124,028	124,028	142,028	142,028	142,028
	в том числе: ТЭС	69,028	69,028	69,028	69,028	69,028
	Электростанции промышленных предприятий	55	55	73	73	73
2	Ограничения, всего	70	46	61	61	69
	в том числе: ТЭС	31	9	7	7	12
	Электростанции промышленных предприятий	39	37	54	54	57
3	Располагаемая мощность, всего	54	78	81	81	73
	в том числе: ТЭС	38	60	62	62	57
	Электростанции промышленных предприятий	16	18	19	19	16
4	Ремонты, всего	30	0	0	0	0
	в том числе: ТЭС	30	0	0	0	0
	Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
5	Консервация, всего	0	0	0	0	0
	в том числе: ТЭС	0	0	0	0	0
	Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
6	Снижение мощности в связи с ЗРР	0	0	0	0	0
7	Мощность в реконструкции	0	0	0	0	0
8	Мощность в вынужденном простое	0	0	0	0	0
9	Рабочая мощность, всего	24	78	81	81	73
	в том числе: ТЭС	8	60	62	62	57
	Электростанции промышленных предприятий	16	18	19	19	16
10	Резерв, всего	2	36	3	4	39
	в том числе: ТЭС	2	36	3	4	39
	Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
11	Перегруз, всего	0	0	0	0	0
	в том числе: ТЭС	0	0	0	0	0
	Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
12	Нагрузка станций	22	42	78	78	33
	в том числе: ТЭС	6	24	59	59	17
	Электростанции промышленных предприятий	16	18	19	19	16
13	Собственный максимум потребления энергосистемы	1113	1095	1160	1146	1222
14	Сальдо-переток (13-12)	1091	1053	1082	1068	1189
15	Дефицит (+)/избыток (-) (13-9)	1089	1017	1079	1065	1149

№	Показатель	07.12.16	09.02.17	20.12.18	23.01.19	11.12.20
		17:00	11:00	10:00	11:00	13:00
16	Среднесуточная температура, °С	-12	-13	-14	-18	-7

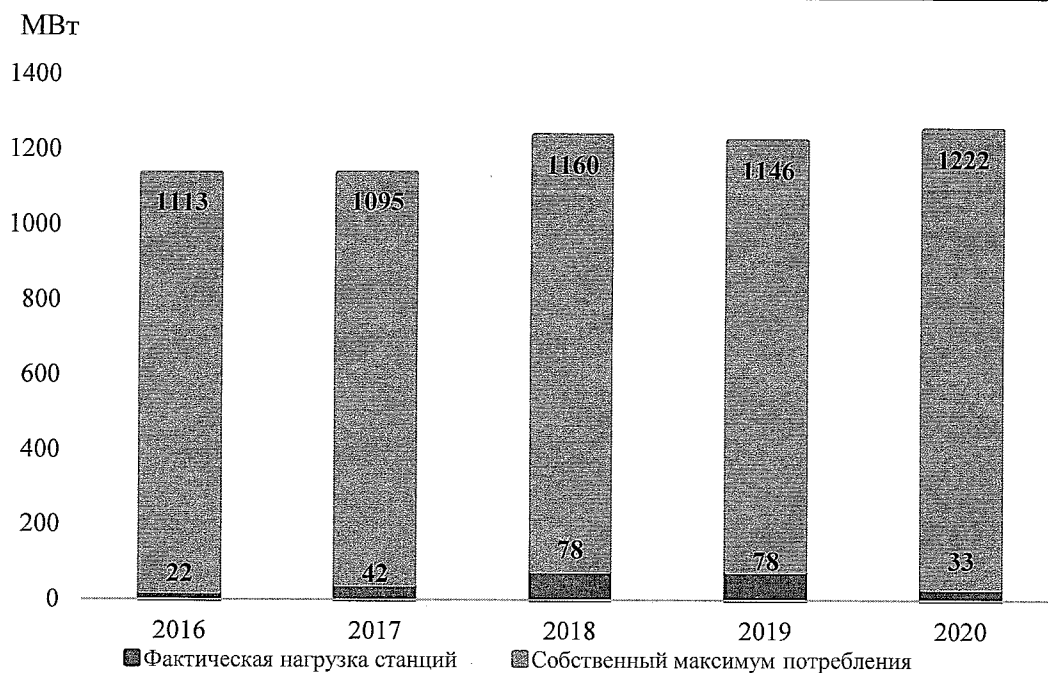


Рисунок 8. Балансы мощности энергосистемы Калужской области на час прохождения максимума потребления энергосистемы за 2016-2020 гг.

При наличии собственной генерации и фактических максимумах потребления мощности в период 2016-2020 годов энергосистема Калужской области является дефицитной. Дефицит мощности энергосистемы покрывается за счет перетоков мощности из смежных энергосистем. При этом через энергосистему Калужской области проходит транзитный переток в направлении энергосистем Тульской области и г. Москвы и Московской области.

Несмотря на то, что за период 2016-2020 гг. установленная мощность электростанций выросла на 20%, энергосистема Калужской области остается дефицитной по мощности.

### 2.8. Существующие линии электропередачи и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

На территории энергосистемы Калужской области находится одна подстанция класса напряжения 500 кВ (ПС 500 кВ Калужская), десять подстанций 220 кВ (ПС 220 кВ Мирная, ПС 220 кВ Электрон, ПС 220 кВ Литейная, ПС 220 кВ Орбита, ПС 220 кВ Спутник, ПС 220 кВ Метзавод, ПС 220 кВ Созвездие, ПС 220 кВ Протон, ПС 220 кВ Лафарж, ПС 220 кВ Войлово), РП 220 кВ Станы, три участка воздушных линий электропередачи классом напряжения 500 кВ, 26 воздушных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ.

Общая протяженность ВЛ, расположенных на территории энергосистемы Калужской области, и суммарная установленная электрическая мощность автотрансформаторов и трансформаторов:

- 500 кВ - 527,7 км/1503 МВА;
- 220 кВ - 1154,6 км/2919 МВА.

Протяженность сетей 110 кВ филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» составляет 1980,69 км.

Перечень существующих ЛЭП и подстанций энергосистемы Калужской области классом напряжения 110 кВ и выше приведён в таблицах 13 – 14 соответственно.

Таблица 13. Перечень существующих ЛЭП классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
1	ВЛ 500 Смоленская АЭС - Калужская	1985	-	500	228,1
2	ВЛ 500 Смоленская АЭС - Михайловская	1987	-	500	214,9
3	ВЛ 500 кВ Михайловская - Чагино с отпайкой на ПС Калужская	1985-1986	-	500	84,7
4	ВЛ 220 кВ Спутник - Калужская I цепь	1952	2015	220	52,215
5	ВЛ 220 кВ Спутник - Калужская II цепь	1956	2015	220	54,1
6	ВЛ 220 кВ Калужская - Созвездие	1953	2016	220	39,618
7	ВЛ 220 кВ Созвездие - Метзавод I цепь	1953	2012	220	4,96
8	ВЛ 220 кВ Созвездие - Метзавод II цепь	1956	2017	220	5,253
9	ВЛ 220 кВ Метзавод - Латышская	1953	2011	220	4,22
10	ВЛ 220 кВ Калужская - Мирная	1956	1985	220	23,44
11	ВЛ 220 кВ Созвездие - Мирная	1956	2017	220	20,952

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
12	ВЛ 220 кВ Метзавод - Кедрово	1956	2011	220	4,23
13	ВЛ 220 кВ Орбита - Спутник	2010	2015	220	35,51
14	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Орбита	1953	2010	220	17,34
15	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Спутник	1956	2015	220	46,61
16	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Литейная	1959	-	220	149,49
17	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Цементная	1957	-	220	117,59
18	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Электрон	1964	-	220	74
19	ВЛ 220 кВ Брянская - Литейная с отпайкой на ПС Войлово	1959	2018	220	102,85
20	ВЛ 220 кВ Дорогобужская ТЭЦ - Электрон	1964	-	220	120,3
21	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская N 1	1997	-	220	57,1
22	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская N 2	1997	-	220	57,1
23	ВЛ 220 кВ Калужская - Метзавод I цепь	2012	-	220	47,54
24	ВЛ 220 кВ Калужская - Метзавод II	2012	-	220	47,54

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
	цепь				
25	ВЛ 220 кВ Станы - Лафарж 1	2013	-	220	1,6
26	ВЛ 220 кВ Станы - Лафарж 2	2013	-	220	1,6
27	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Станы	1954	2013	220	57,75
28	ВЛ 220 кВ Станы - Шипово	1954	2013	220	8,072
29	ВЛ 220 кВ Протон - У-70	-	-	220	3,66
30	ВЛ 110 кВ Фаянсовая - Чипляево I	1963	-	110	42
31	ВЛ 110 кВ Цементная - Литейная с отпайками	1962	-	110	47
32	ВЛ 110 кВ Дятьковская - Литейная с отпайками	1962	-	110	9
33	ВЛ 110 кВ Литейная - Людиново «Западная»	1962	-	110	6,3
34	ВЛ 110 кВ Литейная - Людиново «Восточная»	1962	-	110	6,3
35	ВЛ 110 кВ Палики - Березовская	1965	-	110	43
36	ВЛ 110 кВ Березовская - Хвастовичи I	1969	-	110	28,5
37	ВЛ 110 кВ Березовская - Хвастовичи II	1969	-	110	28,5
38	ВЛ 110 кВ Людиново - Фаянсовая с отпайками на	1959	-	110	21,2

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
	Болву				
39	ВЛ 110 кВ Литейная - Болва	1987	-	110	38
40	ВЛ 110 кВ Литейная - Бетлица	1990	-	110	45,96
41	ВЛ 110 кВ Литейная - Фаянсовая с отпайкой на Людиново	1987	-	110	33,2
42	ВЛ 110 кВ Фаянсовая - Чипляево II	1988	-	110	42
43	ВЛ 110 кВ Электрон – Мещовск I с отпайкой на ПС Руднево	1983	-	110	32,3
44	ВЛ 110 кВ Электрон – Мещовск II с отпайкой на ПС Руднево	1983	-	110	32,3
45	ВЛ 110 кВ Кудринская - Электрон	1963	-	110	25
46	ВЛ 110 кВ Электрон – Середейск с отпайкой на ПС Сухиничи I цепь	1963	-	110	14,3
47	ВЛ 110 кВ Электрон - Середейск с отпайкой на ПС Сухиничи II цепь	1963	-	110	14,3
48	ВЛ 110 кВ Середейск - Маклаки	1962	-	110	28,6
49	ВЛ 110 кВ Середейск - Думиничи	1965	-	110	14,3

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
50	ВЛ 110 кВ Думиничи - Палики	1965	-	110	14,3
51	ВЛ 110 кВ Мещовск - Мосальск	1994	-	110	30
52	ВЛ 110 кВ Электрон - Заводская I	1977	-	110	2,1
53	ВЛ 110 кВ Бабынино - Электрон	1963	-	110	45,6
54	ВЛ 110 кВ Спутник - Кондрово с отпайками N 1	1960	1964/66	110	39,17
55	ВЛ 110 кВ Спутник - Кондрово с отпайками N 2	1960	1964	110	34,97
56	ВЛ 110 кВ Спутник - Кондрово с отпайками N 3	1960	1982/85	110	41,09
57	ВЛ 110 кВ Спутник - Кондрово с отпайками N 4	1960	1982/85	110	41,16
58	ВЛ 110 кВ Спутник - Крутицы с отпайкой на ПС Азарово I цепь	1963	1992	110	12,18
59	ВЛ 110 кВ Спутник - Крутицы с отпайкой на ПС Аненки II цепь	1963	1992	110	12,18
60	ВЛ 110 кВ Спутник - Моторная 1 с отпайкой на ПС Пегас	1978	1992	110	4,54
61	ВЛ 110 кВ Спутник -	1978	1992	110	4,54

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
	Моторная 2 с отпайкой на ПС Пегас				
62	ВЛ 110 кВ Суходрев - Спутник	1959	1994	110	28,27
63	ВЛ 110 кВ Калуга - Дубрава	1956	-	110	2,76
64	ВЛ 110 кВ Калуга - Спутник I цепь	1960	1964	110	8,2
65	ВЛ 110 кВ Калуга - Спутник II цепь	1960	1964	110	8,2
66	ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками I цепь	1967	1972/75	110	12,83
67	ВЛ 110 кВ Калуга – Орбита с отпайками II цепь	1967	1972/75	110	12,83
68	ВЛ 110 кВ Калуга - ПРМЗ	1996	-	110	4,8
69	ВЛ 110 кВ Калужская ТЭЦ - Спутник с отпайкой на ПС СДВ	1967	2011	110	9,8
70	ВЛ 110 кВ Спутник - Железняки с отпайками	1967	1979/86	110	9,17
71	ВЛ 110 кВ Калужская ТЭЦ - Орбита с отпайками	1979	2011	110	25,7
72	ВЛ 110 кВ Орбита - Железняки с отпайками	1979	1986	110	22,34
73	ВЛ 110 кВ Орбита -	1998	-	110	12,85

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
	Гранат 1				
74	ВЛ 110 кВ Орбита - Гранат 2	1998	-	110	12,85
75	ВЛ 110 кВ Орбита- Автозавод 1 цепь	2008	-	110	24,91
76	ВЛ 110 кВ Орбита- Автозавод 2 цепь	2008	-	110	24,91
77	ВЛ 110 кВ Орбита – Дубрава с отпайкой на ПС Ахлебинино	1956	1975	110	19,4
78	ВЛ 110 кВ Орбита - Агеево	1956	1996	110	20,5
79	ВЛ 110 кВ Агеево - Перемышль 1	1980	-	110	13,98
80	ВЛ 110 кВ Агеево - Перемышль 2	1980	-	110	13,98
81	ВЛ 110 кВ Воротынский - Кудринская с отпайкой на ПС Угорская	1963	-	110	47,65
82	ВЛ 110 кВ Восток - Бабынино	1963	1981/92	110	23
83	ВЛ 110 кВ Крутицы - Воротынский с отпайками	1963	1982/92	110	15,62
84	ВЛ 110 кВ Ферзиково - Калуга с отпайкой на ПС Малинники	1989	-	110	37,3
85	ВЛ 110 кВ Спутник -	1975	2008	110	3,42

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
	Малинники с отпайками				
86	ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя	1952	1975	110	16,9
87	ВЛ 110 кВ Шепелево - Середейск Южная с отпайкой на ПС Козельск	1956	1988/96	110	56,54
88	ВЛ 110 кВ Шепелево - Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск	1956	1988/96	110	56,54
89	ВЛ 110 кВ Шепелево - Кричина с отпайкой на ПС Звягино	1954	-	110	33,4
90	ВЛ 110 кВ Шепелево - Сосенская 1	1997	-	110	3
91	ВЛ 110 кВ Шепелево - Сосенская 2	1997	-	110	3
92	ВЛ 110 кВ Крутицы - Восток с отпайкой на ПС Росва	1963	-	110	18,68
93	ВЛ 110 кВ Кирпичная - Черкасово с отпайкой на ПС Радищево	1959	1999	110	23,92
94	Отпайка на ПС Радищево (ВЛ 110 кВ Кирпичная - Черкасово с отпайкой на ПС Радищево)	1975	-	110	7,52

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
95	ВЛ 110 кВ Малоярославец - Кирпичная	1959	1999	110	0,9
96	ВЛ 110 кВ Суходрев - Черкасово с отпайками	1959	-	110	27,01
97	Отпайка на ПС Радищево (ВЛ 110 кВ Суходрев - Черкасово с отпайками)	1975	-	110	3,98
98	Отпайка на ПС Свеча (ВЛ 110 кВ Суходрев - Черкасово с отпайками)	1975	-	110	0,6
99	Отпайка на ПС Буран (ВЛ 110 кВ Суходрев - Черкасово с отпайками)	2011	-	110	4,1
100	ВЛ 110 кВ Малоярославец - Мирная	1959	-	110	19,2
101	ВЛ 110 кВ Мирная - Обнинск с отпайкой на ПС Доброе	1959	-	110	3,93
102	ВЛ 110 кВ Мирная - Цветково 1	1966	2007	110	4,77
103	ВЛ 110 кВ Мирная - Цветково 2	1966	2007	110	4,77
104	ВЛ 110 кВ Мирная - Белоусово I цепь с отпайкой на ПС Протва	1973	-	110	7,23
105	ВЛ 110 кВ Мирная - Белоусово II цепь с	1981	-	110	7,23

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
	отпайкой на ПС Протва				
106	ВЛ 110 кВ Мирная - Белкино I цепь с отпайкой на ПС Радий	1975	-	110	8,34
107	ВЛ 110 кВ Мирная - Белкино II цепь с отпайкой на ПС Радий	1975	-	110	8,34
108	ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 - Мирная с отпайкой на ПС Окружная	1984	2011	110	10,97
109	ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 - Созвездие с отпайками	1954,2011	-	110	21,87
110	ВЛ 110 кВ Обнинск - Балабаново	1954	2018	110	16,8
111	ВЛ 110 кВ Созвездие - Балабаново	1954, 2011	1977	110	6,96
112	ВЛ 110 кВ Созвездие - Русиново с отпайками	1954, 2011	-	110	16,84
113	ВЛ 110 кВ Созвездие - Мишуково	1954, 2011	-	110	16
114	ВЛ 110 кВ Мирная - Русиново с отпайками	1978	1988, 2013	110	24,08
115	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	1941	2001	110	22,5
116	ВЛ 110 кВ Русиново - Вега 1	2005	-	110	9

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
117	ВЛ 110 кВ Русиново - Вега 2	2005	-	110	9
118	ВЛ 110 кВ Кондрово - Черкасово	1980	1993	110	53,3
119	ВЛ 110 кВ Юхнов - Кондрово сев. с отпайками	1961/1980/1982	-	110	49,82
120	ВЛ 110 кВ Юхнов - Кондрово южн. с отпайкой на ПС Острожная	1971	-	110	51,57
121	ВЛ 110 кВ Литейная - Агрегатная 1	1974	-	110	5,68
122	ВЛ 110 кВ Литейная - Агрегатная 2	1974	-	110	5,68
123	ВЛ 110 кВ Литейная - Центролит 1 с отпайкой на ПС Промзона	н/д	-	110	4,5
124	ВЛ 110 кВ Литейная - Центролит 2 с отпайкой на ПС Промзона	н/д	-	110	4,5
125	ВЛ 110 кВ Кондрово - Рулон 1	2002	-	110	2,7
126	ВЛ 110 кВ Кондрово - Рулон 2	1998	-	110	2,7
127	ВЛ 110 кВ Калуга - КМЗ 1	1964	-	110	0,4
128	ВЛ 110 кВ Калуга - КМЗ 2	1964	-	110	0,4
129	ВЛ 110 кВ Калуга - КТЗ	1963	-	110	2,6
130	ВЛ 110 кВ Орбита - Турьино 1	1976	-	110	8,9

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
131	ВЛ 110 кВ Орбита - Турынино 2	1976	-	110	8,9
132	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	1980	-	110	47
133	ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	1980	1988	110	28,3
134	ВЛ 110 кВ Созвездие - Колосово с отпайкой на ПС Промзона № 2 1 цепь	2014	-	110	10,44
135	ВЛ 110 кВ Созвездие - Колосово с отпайкой на ПС Промзона № 2 2 цепь	2014	-	110	10,44
136	ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой на ПС Безово	1956	2017	110	28,94
137	ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками	1974	2017	110	43,13
138	ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками	1974	2017	110	51,66

Таблица 14. Перечень ПС 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС							
1	ПС 500 кВ Калужская	500/220	500/220	АТ-1	ЗАОДЦТН-167000/500/220-	501	1997

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
					75У1		
				АТ-2	3хАОДЦТН-167000/500/220-75У1	501	1985
				АТ-3	3хАОДЦТН-167000/500/220-У1	501	2005
				Т1	ТМН-2500/110-80У1	2,5	1985
2	ПС 220 кВ Мирная	220/110	220/110	АТ-1	АТДЦТН 195000/220/110-У1	195	2011
				АТ-2	АТДЦТН 195000/220/110-У1	195	2011
				Т1	ТДН-16000/110У1	16	2012
				Т2	ТДН-16000/110У2	16	2012
3	ПС 220 кВ Спутник	220/110	220/110	АТ-1	АТДТН-125000/220/110/У1	125	2012
				АТ-2	АТДТН-125000/220/110/У1	125	2012
				АТ-3	АТДЦТН-125000/220/110/0,4-У1	125	1996
				АТ-4	АТДТН-125000/220/110/У1	125	2012
4	ПС 220 кВ Орбита	220/110	220/110	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110	125	1975
				АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110-82у1	125	1985
5	ПС 220 кВ Литейная	220/110	220/110	АТ-1	АТДЦТН-200000/220/110-68	200	1974
				АТ-2	АТДЦТН-200000/220/110-У1	200	2019
6	ПС 220 кВ Электрон	220/110	220/110	АТ-2	АТДЦТН-125/220/110	125	1976
				АТ-1	АТДЦТН-125/220/110	125	2014
7	ПС 110 кВ Свеча	110/10	110	Т1	ТМН-2500/110-80У1	2,5	1985

НИЦ «Курчатовский институт» - ИФВЭ

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
8	ПС 220 кВ Протон	220/110	220	АТ-1	АТДЦТН-125000/220/110	125	1988
				АТ-2	АТДЦТН-125000/220/110	125	1988
Филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»							
9	ПС 220 кВ Созвездие	220/110/10	220	АТ-1	АТДЦТН-250000/220/110-У1	250	2011
10		220/110/10	220	АТ-2	АТДЦТН-250000/220/110-У1	250	2018
11	ПС 110 кВ Бетлица	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1989
			35	Т2	ТМН-4000/35	4	1979
12	ПС 110 кВ Болва	110/35/10	35	Т1	ТМ-6300/35	6,3	1974
			110	Т2	ТДТН-25000/110	25	1974
13	ПС 110 кВ Думиничи	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1982
				Т2	ТДТГ-10000/110	10	1958
14	ПС 110 кВ Заводская	110/10/10	110	Т1	ТРДН-25000/110	25	1980
15	ПС 110 кВ Людиново	110/35/6	110	Т1	ТДН-16000/110	16	1974
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1973
				Т3	ТДТНГ-15000/110	15	1965
16	ПС 110 кВ Маклаки	110/35/10	110	Т1	ТМТ-6300/110	6,3	1970
17	ПС 110 кВ Мещовск	110/35/10	110	Т1	ТДТН-10000/110	10	1982
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1982
18	ПС 110 кВ Мосальск	110/35/10	110	Т2	ТДТН-16000/110	16	1994
			35	Т1	ТМН-4000/35	4	1978
			35	Т2	ТМН-6300/35	6,3	1990
19	ПС 110 кВ Руднево	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1990
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1991
20	ПС 110 кВ Середейск	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1975
				Т2	ТДТН-25000/110	25	1979
21	ПС 110 кВ Фаянсовая	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1971
				Т2	ТДТН-16000/110	16	1970
22	ПС 110 кВ Хвастовичи	110/35/10	110	Т1	ТДТН-10000/110	10	1968
				Т2	ТДТН-10000/110	10	1988
23	ПС 110 кВ Чипляево	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1983
				Т2	ТМТН-6300/110	6,3	1972
24	ПС 110 кВ Буран	110/10	110	Т1	ТДТН-25000/110 УХЛ1	25	2011
25	ПС 110 кВ Вега	110/35/10	110	Т1	ТДТН-40000/110	40	2020
				Т2	ТДН-16000/110У1	16	2006
26	ПС 110 кВ Денисово	110/10	110	Т1	ТДТН-25000/110У1	25	1992

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
				T2	ТДТН-16000/110У1	16	2007
27	ПС 110 кВ Кирпичная	110/10	110	T1	ТДН-16000/110У1	16	1999
				T2	ТДН-16000/110У1	16	1999
28	ПС 110 кВ Цветково	110/6	110	T1	ТДНГ-20000/110/6	20	1999
				T2	ТДНГ-20000/110/6	20	1966
				T3	ТРДН-40000/110/6	40	1983
29	ПС 110 кВ Белоусово	110/10	110	T1	ТДТН-10000/110/10	10	1985
				T2	ТДТН-10000/110-У1	10	2011
30	ПС 110 кВ Черкасово	110/35/6	110	T1	ТДТН-10000/110/6-70	10	1974
				T2	ТДТН-10000/110/6-70	10	1993
31	ПС 110 кВ Белкино	110/10/10	110	T1	ТРДН-25000/110/10-66	25	1975
				T2	ТРДН-40000/110-У1	40	2010
32	ПС 110 кВ Радищево	110/10	110	T1	ТДН-16000/110/10	16	1978
				T2	ТДН-16000/110/10	16	1976
33	ПС 110 кВ Строительная	110/10	110	T1	ТДН-10000/110/10-70У1	10	1983
				T2	ТДНГ-10000/110/10	10	1977
34	ПС 110 кВ Ворсино	110/35/10	110	T1	ТДН-10000/110	10	1978
				T2	ТДТН-10000/110	10	1987
35	ПС 110 кВ Русиново	110/35/10	110	T1	ТДТН-40000/110-У1	40	2009
				T2	ТДТН-40000/110/35/10	40	1984
36	ПС 110 кВ Протва	110/35/10	110	T1	ТДТН-40000/110/35/10	40	2018
				T2	ТДТН-25000/110/35/10	25	1985
37	ПС 110 кВ Космос	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110/35/10	16	1986
				T2	ТДТН-16000/110/35/10	16	1981
38	ПС 110 кВ Маланьино	110/10	110	T2	КТРУ/Т 123 NC 25000	25	2012
39	ПС 110 кВ	110/10/6	110	T1	ТДТН-	40	2009

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
	Окружная				40000/110/10/6,6		
				T2	ТДТН-40000/110	40	2011
40	ПС 110 кВ Юхнов	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	1963
				T2	ТДТН-16000/110	16	1973
41	ПС 110 кВ Медынь	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	1995
				T2	ТДТН-16000/110	16	1995
42	ПС 110 кВ Калуга	110/6	110	T1	ТДТН-40000/110	40	1974
				T2	ТДТН-31500/110	31,5	1960
43	ПС 110 кВ Шепелево	110/35/10	110	T1	ТДТН-10000/110	10	1975
				T2	ТМТГ-7500/110	7,5	1960
44	ПС 110 кВ Азарово	110/35/10	110	T1	ТДТН-25000/110	25	1977
				T2	ТДТН-16000-110	16	1971
			35	T 4	ТД-10000/35	10	1978
45	ПС 110 кВ Железняки	110/6	110	T1	ТДТН-16000/110	16	1990
				T2	ТДН-16000/110	16	1986
46	ПС 110 кВ Ферзиково	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	1979
				T2	ТДТН-16000/110	16	1987
47	ПС 110 кВ Агеево	110/35/10	110	T1	ТДТНГ-20000/110	20	1960
				T2	ТДТН-10000/110	10	1996
48	ПС 110 кВ Козельск	110/35/10	110	T1	ТДТН-10000/110	10	1969
				T2	ТДТНГ-16000/110	16	1981
49	ПС 110 кВ Кондрово	110/35/10	110	T1	ТДТНГ-20000/110	20	1960
				T2	ТДТНГ-20000/110	20	1965
				T 3	ТДТН-25000/110	25	1971
50	ПС 110 кВ Кричина	110/35/6	110	T1	ТДТНГ-10000/110	10	1964
				T2	ТМН-1000/35	2,5	2016
51	ПС 110 кВ Звягино	110/35/6	110	T1	ТДТНГ-10000/110	10	1964
				T2	ТМН-1600/35	1,6	1964
52	ПС 110 кВ Приокская	110/10/6	110	T1	ТДТН-25000/110	25	1984
				T2	ТДТН-25000/110	25	1984
53	ПС 110 кВ Маяк	110/6	110	T1	ТРДН-25000/110	25	1999
				T2	ТРДН-25000/110	25	2009
54	ПС 110 кВ Восход	110/6	110	T1	ТДТН-25000/110	25	1990
				T2	ТДТН-25000/110	25	1979
55	ПС 110 кВ Пятовская	110/35/10	110	T1	ТДТН-25000/110	25	1971
				T2	ТДТН-25000 /110	25	1971
56	ПС 110 кВ Дубрава	110/6	110	T1	ТРДН-25000/110	25	1981
				T2	ТРДН-25000/110	25	1983
57	ПС 110 кВ Малинники	110/10	110	T1	ТДН-16000/110	16	1979
				T2	ТДН-16000/110	16	1979
58	ПС 110 кВ Сосенская	110/10	110	T1	ТДН-10000/110	10	1976
				T2	ТДН-10000 /110	10	1976
59	ПС 110 кВ Квань	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	2020
				T2	ТДТН-16000/110	16	2020

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
60	ПС 110 кВ Перемышль	110/35/10	110	T1	ТМТН-6300/110	6,3	2002
				T2	ТДТН-10000/110	10	1979
61	ПС 110 кВ Аненки	110/6	110	T1	ТДН-15000/110	15	1980
				T2	ТДН-15000/110	15	1996
62	ПС 110/35/10 кВ Ахлебинино	110/35/10	110	T1	ТДТН-25000/110	25	2014
63	ПС 110 кВ Восток	110/10	110	T1	ТДН-16000/110	16	2011
				T2	ТДН-16000/110	16	2011
64	ПС 110 кВ Росва	110/35/10	110	T1	ТДТН-25000/110	25	1987
				T2	ТДТН-25000/110	25	2009
65	ПС 110 кВ Копытцево	110/10	110	T1	ТДН-16000/110	16	1987
				T2	ТДН-16000/110	16	1982
66	ПС 110 кВ Острожная	110/35/10	110	T2	ТДТН-10000/110	10	1984
67	ПС 110 кВ Гранат	110/10	110	T1	ТРДН-40000/110	40	1986
				T2	ТРДН-40000/110	40	1986
68	ПС 110 кВ Галкино	110/35/10	110	T1	ТДТН-25000/110	25	1988
				T2	ТДТН-25000/110	25	2008
69	ПС 110 кВ Крутицы	110/10	110	T1	ТДН-16000/110	16	1993
				T2	ТДН-16000/110	16	1993
70	ПС 110 кВ Пегас	110/10	110	T1	ТДН-16000/110	16	1993
				T2	ТДН-16000/110	16	1993
71	ПС 110 кВ ПРМЗ	110/10	110	T1	ТДН-16000/110	16	1994
				T2	ТДН-16000/110	16	1994
72	ПС 110 кВ СДВ	110/6	110	T1	ТДН-16000/110	16	1994
				T2	ТДН-16000/110	16	1994
73	ПС 110 кВ Товарково	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	2011
				T2	ТДТН-16000/110	16	2011
74	ПС 110 кВ Верховая	110/10	110	T1	ОТН- 25000/115/10,5	25	2016
75	ПС 110 кВ Колосово	110/35/10	110	T1	ТДЦТН- 63000/110-У1	63	2015
		110/35/10	110	T2	ТДЦТН- 63000/110-У1	63	2015
ООО «Холсим (Рус) СМ»;							
76	ПС 220 кВ Лафарж	220/10/6	220	T1	УТР63000252К	63	2013
				T2	УТР63000252К	63	2013
ООО «НЛМК-Калуга»							
77	ПС 220 кВ Метзавод	220/(35)1 0	220	T1	ТРДЦН- 100000/220	100	2011
				T2	ТРДЦН- 100000/220	100	2011
				T3	ТРДЦНМ-	180	2013

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
					180000/220		
ПС 110 кВ ОАО «РЖД»							
78	ПС 110 кВ Малоярославец	110/10	110	T1	ТДТН-25000/110	25	1971
				T2	ТДТН-20000/110	20	1963
79	ПС 110 кВ Балабаново	110/10	110	T1	ТДТН-25000/110	25	1979
				T2	ТДТН-25000/110	25	1990
80	ПС 110 кВ Доброе	110/10	110	T1	ТДН-16000/110	16	1986
81	ПС 110 кВ Березовская	110/35/27	110	T1	ТДТН-20000/110	20	н/д
				T2	ТДТН-20000/110	20	н/д
82	ПС 110 кВ Палики	110/35/27	110	T1	ТДТН-20000/110	20	н/д
				T2	ТДТН-20000/110	20	н/д
83	ПС 110 кВ Сухиничи	110/10	110	T1	ТДНГ-10000/110	10	1989
		110/10		T2	ТДНГ-10000/110	15	1989
		110/27		T3	ТДТН-20000/110	20	1989
		110/27		T4	ТДТН-20000/110	20	1989
84	ПС 110 кВ Кудринская	110/35/10	110	T1	ТДНГ-10000/110	10	1963
				T2	ТДНГ-10000/110	10	1963
				T3	ТАМН-2500/110	2.5	1967
85	ПС 110 кВ Бабынино	110/35/10	110	T1	ТРДН-25000/110	25	1989
				T2	ТРДН-25000/110	25	1990
86	ПС 110 кВ Воротынский	110/10	110	T1	ТРДН-25000/110	25	1994
				T2	ТРДН-25000/110	25	1944
87	ПС 110 кВ Суходрев	110/10	110	T1	ТДНГ-10000/110	10	1963
				T2	ТДНГ-10000/110	10	1963
88	ПС 110 кВ Тихонова Пустынь	110/10	110	T1	ТДТН-16000/110У1	16	2000
				T2	ТДТН-16000/110У1	16	2000
ООО «ФОЛЬКСВАГЕН Групп Рус»							
89	ПС 110 кВ Автозавод	110/20	110	T1	ТС 1848 С	63	2008
				T2	ТС 1848 С	63	2008
ПАО «Калужский турбинный завод»							
90	ПС 110 кВ КТЗ	110/6	110	T1	ТДНГ-31500/110	25	1964
91	ПС 110 кВ Турынино	110/6	110	T1	ТРДН-25000/110-6,6	25	1976
				T2	ТРДН-25000/110-6,6	25	1975
ПАО «КАДВИ»							
92	ПС 110 кВ Моторная	110/10	110	T1	ТРДН-25000/110-6,6	25	1977
				T2	ТРДН-40000/110	40	1977
АО «Калугапутьмаш»							

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
93	ПС 110 кВ КМЗ	110/10	110	T1	ТДН-15000/110	15	1961
				T2	ТДН-16000/110	16	1961
ООО «Кондровская бумажная компания»							
94	ПС 110 кВ Рулон	110/10	110	T1	ТДН-16000/110	16	1989
				T2	ТДН-16000/110	16	1989
АО «Людиновский тепловозостроительный завод»							
95	ПС 110 кВ Центролит	110/10	110	T1	ТРДЦН- 63000/110-67	63	1975
				T2	ТРДЦН- 63000/110-67	63	1974
ПАО «Агрегатный завод»							
96	ПС 110 кВ Агрегатная	110/6	110	T1	ТРДН-25000/110	25	1994
				T2	ТРДН-25000/110	25	1994
АО «ГНЦ РФ-ФЭИ»							
97	ПС 110 кВ Радий	110/6	110	T1	ТРДН-40000/110 У1	40	1992
				T2	ТРДН-40000/110 У1	16	1987
98	ПС 110 кВ Обнинск	110/6	110	T1	ТДН-16000/110 У1	20	2018
				T2	ТДН-16000/110 У1	20	2018
ООО «ПСМА Рус»							
99	ПС 110 кВ Угорская	110/20	110	T1	KTRUrr 123 NC 24000	24	2011
АО «ОЭЗ ПИТ «Калуга»							
100	ПС 110 кВ Промзона	110/10	110	T1	ТРДН-40000/110- У1	40	2017
				T2	ТРДН-40000/110- У1	40	2017
101	ПС 220 кВ Войлово	220/10	220	T1	ТДЦТН- 160000/220-УХЛ1	160	2018
102	ПС 110 кВ Промзона № 2	110/10	110	T1	ТДЦТН- 63000/110-У1	63	2020
				T2	ТДЦТН- 63000/110-У1	63	2020

## 2.9. Основные внешние электрические связи энергосистемы Калужской области

Энергосистема Калужской области связана с энергосистемами ОЭС Центра:

1. С энергосистемой г. Москвы и Московской области:

- ВЛ 500 кВ Михайловская - Чагино с отпайкой на ПС Калужская;
- ВЛ 220 кВ Метзавод - Латышская;
- ВЛ 220 кВ Метзавод - Кедрово;
- ВЛ 110 кВ Созвездие - Мишуково;
- ВЛ 10 кВ Цезарево - Передел.

2. С энергосистемой Смоленской области:

- ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС - Калужская;
- ВЛ 220 кВ Дорогобужская ТЭЦ - Электрон.

3. С энергосистемой Тульской области:

- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Орбита;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Спутник;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Электрон;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Литейная;
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Станы;
- ВЛ 220 кВ Станы - Шипово;
- ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово;
- ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 1 с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 2 с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя;
- ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево;
- ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево;
- ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками;
- ВЛ 35 кВ Белев - Ульяново с отпайкой.

4. С энергосистемой Брянской области:

- ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная с отпайкой на ПС Войлово;
- ВЛ 110 кВ Дятьковская – Литейная с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с отпайками;
- ВЛ 110 кВ Цементная – Березовская;
- ВЛ 35 кВ Вербежечи – Бытошь.

5. С энергосистемой Рязанской области:

- ВЛ 500 кВ Михайловская - Чагино с отпайкой на ПС Калужская.

Блок-схема электрических связей энергосистемы Калужской области представлена на рисунке 9.

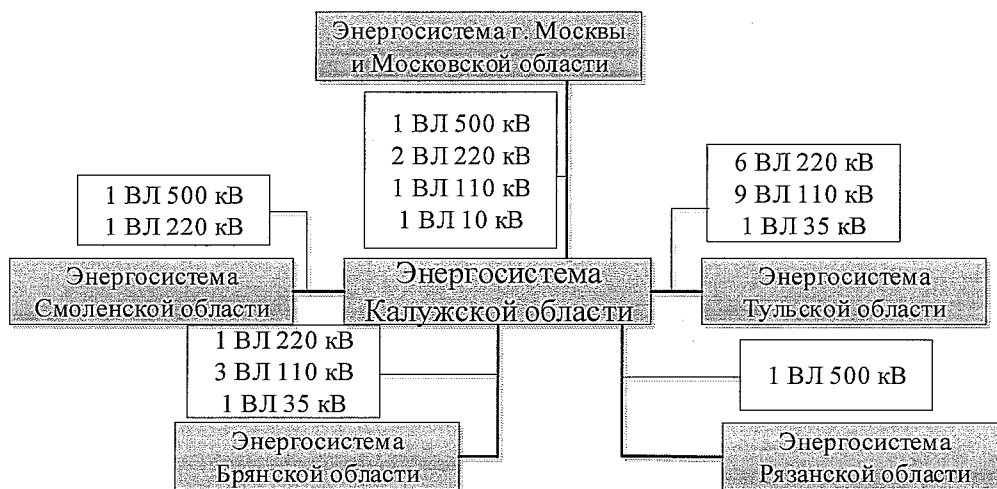


Рисунок 9. Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Калужской области

## 2.10. Характеристика энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы Калужской области

### Калужский энергорайон

Калужский энергорайон находится в центре Калужской области, к которому отнесены следующие муниципальные районы Калужской области:

- городской округ «Город Калуга»;
- Износковский район;
- Дзержинский район;
- Юхновский район;
- Бабынинский район;
- Перемышльский район;
- Ферзиковский район;
- Медынский район.

Питающими центрами Калужского энергорайона являются ПС 220 кВ Спутник, ПС 220 кВ Орбита и Калужская ТЭЦ, ТЭЦ КТЗ, НовоCONDРОВСКАЯ ТЭЦ.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 220 и 110 кВ:

- ВЛ 220 кВ Спутник - Калужская I и II цепи (связь с Обнинским энергорайоном);
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Спутник (связь с энергосистемой Тульской области);
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Орбита (связь с энергосистемой Тульской области);
- ВЛ 110 кВ Суходрев - Черкасово с отпайками (связь с Обнинским энергорайоном);
- ВЛ 110 кВ Воротыньск - Кудринская с отпайкой на ПС Угорская (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);
- ВЛ 110 кВ Бабынино - Электрон (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);
- ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на Безово (связь с энергосистемой Тульской области);

- ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Шипово).

### **Обнинский энергорайон**

Обнинский энергорайон находится на севере Калужской области, в состав которого входят следующие муниципальные районы Калужской области:

- городской округ «Город Обнинск»;
- Малоярославецкий район;
- Жуковский район;
- Боровский район.

Питающими центрами для Обнинского энергорайона являются ПС 220 кВ Мирная, ПС 220 кВ Метзавод, ПС 220 кВ Созвездие и Обнинская ГТУ-ТЭЦ № 1.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 500, 220 и 110 кВ:

- ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС - Калужская (связь с энергосистемой Смоленской области);
- ВЛ 500 кВ Михайловская - Чагино с отпайкой на ПС Калужская (связь с энергосистемами г. Москвы и Московской области и Рязанской области);
- ВЛ 220 кВ Протон - Калужская N 1 и 2 (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Протон);
- ВЛ 220 кВ Спутник - Калужская I и II цепи (связь с Калужским энергорайоном);
- ВЛ 220 кВ Метзавод - Кедрово (связь с энергосистемой г. Москвы и Московской области);
- ВЛ 220 кВ Метзавод - Латышская (связь с энергосистемой г. Москвы и Московской области);
- ВЛ 110 кВ Кондрово - Черкасово с отпайкой на ПС Медынь (связь с Калужским энергорайоном);
- ВЛ 110 кВ Суходрев - Черкасово с отпайками (связь с Калужским энергорайоном);
- ВЛ 110 кВ Созвездие - Мишуково (связь с энергосистемой г. Москвы и Московской области).

### **Энергорайон ПС 220 кВ Литейная**

Энергорайон ПС 220 кВ Литейная находится на юго-западе Калужской области, к которому отнесены следующие муниципальные районы Калужской области:

- город Людиново и Людиновский район;
- город Киров и Кировский район;
- Куйбышевский район;
- Спас-Деменский район;
- Брятинский район.

Единственным питающим центром данного энергорайона является ПС 220 кВ Литейная, она является частью транзита мощности из энергосистемы Брянской области в энергосистему Тульской области.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 220 и 110 кВ:

- ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная с отпайкой на ПС Войлово (связь с Брянской энергосистемой);

- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Литейная (связь с энергосистемой Тульской области);
- ВЛ 110 кВ Цементная - Литейная с отпайками (связь с энергосистемой Брянской области);
- ВЛ 110 кВ Дятьковская - Литейная с отпайками (связь с энергосистемой Брянской области).

### **Энергорайон ПС 220 кВ Протон**

Энергорайон ПС 220 кВ Протон находится на северо-востоке Калужской области, в его состав входит Тарусский район.

Единственным питающим центром данного энергорайона является ПС 220 кВ Протон (территория Московской области).

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 220 и 110 кВ:

- ВЛ 220 кВ Протон – Калужская № 1(2) (связь с Обнинским энергорайоном);
- ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками (связь с энергосистемой Тульской области).

### **Энергорайон ПС 220 кВ Электрон**

Энергорайон ПС 220 кВ Электрон находится в центре Калужской области, в состав которого входят следующие муниципальные районы Калужской области:

- Сухиничский район;
- Мещовский район;
- Мосальский район.

Единственным питающим центром данного энергорайона является ПС 220 кВ Электрон.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 220 и 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Воротынок – Кудринская с отпайкой на ПС Угорская (связь с Калужским энергорайоном);
- ВЛ 110 кВ Восток – Бабынино (связь с Калужским энергорайоном);
- ВЛ 110 кВ Середейск – Думиничи (связь с энергорайоном Думиничи-Хвастовичи);
- ВЛ 110 кВ Шепелёво – Середейск Южная с отпайкой на ПС Козельск (связь с энергорайоном ПС 110 кВ Шепелево);
- ВЛ 110 кВ Шепелёво – Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск (связь с энергорайоном ПС 110 кВ Шепелево);
- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон (связь с энергосистемой Тульской области);
- ВЛ 220 кВ Дорогобужская ТЭЦ – Электрон (связь с энергосистемой Смоленской области).

### **Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево**

Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево находится на юго-востоке Калужской области, в его состав входят Козельский и Ульяновский районы.

Единственным питающим центром данного энергорайона является узловая ПС 110 кВ Шепелево.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Шепелёво – Середейск Южная с отпайкой на ПС Козельск (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);
- ВЛ 110 кВ Шепелёво – Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);
- ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелево с отпайками (связь с энергосистемой Тульской области);
- ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелево с отпайками (связь с энергосистемой Тульской области);

### **Энергорайон Думиничи-Хвастовичи**

Энергорайон Думиничи-Хвастовичи находится на юге Калужской области, в состав которого входят следующие муниципальные районы Калужской области:

- Думиничский район;
- Жиздринский район;
- Хвастовичский район.

Питающими центрами данного энергорайона является ПС 110 кВ Думиничи и ПС 110 кВ Березовская.

Связь с соседними энергорайонами и энергосистемами осуществляется по следующим ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Середейск – Думиничи (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Электрон);
- ВЛ 110 кВ Цементная – Березовская (связь с энергосистемой Брянской области).

Разделение на энергорайоны носит условный характер.

### **3. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Калужской области**

При разработке учтены выполненные работы (2021) по реконструкции и строительству объектов:

- строительство заходов на ПС 110 кВ Ахлебино ВЛ 110 кВ Орбита-Дубрава с отпайкой на ПС 110 кВ Ахлебино протяженностью 0,79 км;
- реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Ахлебино с установкой второго трансформатора и увеличением трансформаторной мощности до 50 МВА;
- строительство ПС 110 кВ МКТЛ с питающими линиями от ПС 220 кВ Электрон (2х63 МВА, 2х26 км);
- строительство ПС 110 кВ Михали и отпайки от ВЛ 110 кВ Юхнов-Кондрово северная с отпайками и ВЛ 110 кВ Кондрово-Черкасово с отпайкой на ПС Медынь (завершение строительства отпайки от ВЛ 110 кВ Юхнов-Кондрово северная с отпайками протяженностью 35 км);
- реконструкция ПС 110/35/10 кВ Вега с заменой трансформатора Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 1х16 до 1х40 МВА;
- реконструкция ПС 110/35/10 кВ Ворсино с заменой трансформатора Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 1х10 до 1х25 МВА;
- реконструкция ПС 110/35/10 кВ Протва с заменой трансформатора Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 1х25 до 1х40 МВА;

Вместе с тем основными проблемами текущего состояния энергосистемы на территории Калужской области являются:

- районы с возможностью выхода параметров режима за область допустимых значений;
- ограничения на технологическое подключение вновь вводимых энергопринимающих установок;
- дефицитные по мощности ПС 110 кВ, загрузка которых при аварийном отключении в нормальной схеме превышает ДДТН и АДТН.

#### **3.1. Анализ отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на зимний/летний максимум нагрузок за отчетный год**

С целью выявления «узких мест» в энергосистеме Калужской области, характерных для отчетного 2020 года, выполнены расчеты установившихся электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети.

Расчёты установившихся электроэнергетических режимов проведены с использованием программного комплекса «*RastrWin*».

При выполнении расчётов и анализа электрических режимов температура воздуха для зимнего и летнего периодов принята согласно ГОСТ Р 58670-2019.

Электрические нагрузки на ПС 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области приняты в соответствии с летним и зимним контрольными замерами 2020 года.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Министерством энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок

«Методические указания по устойчивости энергосистем» (далее – Приказ Минэнерго России от 03.08.2018 № 630).

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Калужской области в электрических режимах зимнего и летнего максимума нагрузок на период 2020 года параметры режима находятся в области допустимых значений.

Анализ результатов расчетов электрических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах показал, что уровни напряжений на шинах 110 кВ и выше станций и подстанций энергосистемы Калужской области на этапе 2020 года находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

По результатам анализа текущего состояния электроэнергетической системы Калужской области на зимний и летний максимумы нагрузок потребителей 2020 года при единичных отключениях в ремонтной схеме электрической сети не выявлено превышение длительно допустимой токовой нагрузки.

### **Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново – ПС 220 кВ Мирная**

Результаты расчетов ремонтных схем в режиме летних максимальных нагрузок 2020 года при ТНВ +20,7 °С выявили приближение к предельной нагрузке ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново (94,4 % от  $I_{дл\text{тн}}$ ) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Созвездие – Обнинская ТЭЦ в схеме ремонта 2 скш 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие.

Для недопущения превышения допустимой токовой нагрузки возможно применение схемно-режимных мероприятий при подготовке ремонтной схемы: перевод питания Т2 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная.

### **ПС 220 кВ Метзавод**

На данный момент действуют ограничения на технологическое подключение вновь вводимых энергопринимающих установок ООО «НЛМК-Калуга» на ПС 220 кВ Метзавод. Строительство ПС 500 кВ Обнинская с двумя ВЛ 220 кВ Обнинск – Созвездие позволит снять данные ограничения.

## **3.2. Расчет и анализ загрузки центров питания 110 кВ**

С целью выявления дефицитных по мощности ПС 110 кВ и выше по состоянию на 02.2021 года в энергосистеме Калужской области произведен анализ загрузки ЦП на основании данных контрольных замеров за предыдущие пять лет.

Расчет загрузки был выполнен с учетом возможного перераспределения нагрузки ЦП по сетям 6(10)-35 кВ.

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше производился при температуре окружающего воздуха:

- при расчетной температуре воздуха согласно ГОСТ Р 58670-2019 – плюс 5°С;
- при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 25°С;

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше производился по следующим критериям:

- для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме;
- для двух- и более трансформаторных подстанций по критериям недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме, а также недопустимости превышения длительно и аварийно допустимой токовой загрузки трансформатора при отключении наиболее мощного трансформатора ЦП в послеаварийной схеме с учетом перераспределения нагрузки по сетям 6(10)-35 кВ.

Анализ загрузки ЦП 35 кВ и выше в энергосистеме Калужской области за период 2015-2020 гг. с учетом договоров на осуществление ТУ на ТП на перспективу 2021-2026 гг. представлен в таблице 15.

Таблица 15. Анализ загрузки ЦП 35 кВ и выше в энергосистеме Калужской области

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. нагрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА						
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
ПС 500 кВ Калужская	1997	500	АТ-1	500/230/10	501	1503	975,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	975,30	975,30	975,30	975,30	975,30	975,30	
	1985	500	АТ-2	500/230/10	501																
	2001	500	АТ-3	500/120/10	501																
ПС 220 кВ Литейная	1976	220	АТ-1	230/110/10	200	400	96,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	96,00	
	1997	220	АТ-2	230/110/10	200																
ПС 220 кВ Мирная	2012	220	АТ-1	230/110/10	195	422	187,59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59	187,59
	2012	220	АТ-2	230/110/10	195																
	2012	220	Т1	115/6,6	16		6,60								6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60	6,60
	2012	220	Т2	115/6,6	16																
ПС 220 кВ Метзавод	2011	220	1Т	230/38,5/11	100	560	168,74	0,00	0,00	0,00	169,60	0,00	0,00	169,60	168,74	168,74	168,74	168,74	168,74	168,74	319,49
	2011	220	2Т	230/38,5/11	100																
	2013	220	3Т	230/38,5/11	180																
	2022	220	4Т	230/38,5/11	180																
ПС 220 кВ Орбита	1975	220	АТ-1	230/121/10,5	125	250	133,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	133,99	133,99	133,99	133,99	133,99	133,99	
	1985	220	АТ-2	230/110/10,5	125																

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ров, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВТ		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 220 кВ Спутник	2009	220	АТ-1	230/121/1 0,5	125	500	287,35	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35	287,35
	2009	220	АТ-2	230/110/1 0,5	125															
	1996	220	АТ-3	230/121/1 0,5	125															
	2009	220	АТ-4	230/110/1 0,5	125															
ПС 220 кВ Электрон	1977	220	АТ-1	230/121/1 0,5	125	250	107,54	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	107,54	107,54	107,54	107,54	107,54	107,54
	2015	230	АТ-2	230/121/1 0,5	125															
ПС 220кВ Лафарж	1989	230	1Т	230/6,6	63	126	32,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52	32,52
	1989	230	2Т	230/6,6	63															
ПС 220 кВ Протон	1989	230	АТ-1	230/121/1 0,5	125	250	106,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	106,05	106,05	106,05	106,05	106,05	106,05
	1989	230	АТ-2	230/121/1 0,5	125															
ПС 220 кВ Протон (НН)	1989	230	АТ-1 (НН)	230/121/1 0,5	125	250	3,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18	3,18
	1989	230	АТ-2 (НН)	230/121/1 0,5	125															
ПС 220 кВ Войлово	2018	220	1Т	230/6,6	160	160	93,76	0,00	0,00	0,00	26,00	0,00	0,00	20	113,76	113,76	113,76	113,76	113,76	113,76
ПС 220 кВ Созвездие	2011	220	АТ-1	230/121/1 0,5	250	500	177,40	0,10	0,00	0,00	70,00	0,00	0,00	70,00	231,84	231,84	231,84	231,84	231,84	231,84
	2018	220	АТ-2	230/121/1 0,5	250															
ПС 220 кВ Созвездие (НН)	2011	220	АТ-1 (НН)	230/121/1 0,5	250	500	15,92	0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92	15,92
	2018	220	АТ-2 (НН)	230/121/1	250															

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ т		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
				0,5																
ПС 110/10 кВ Белкино	1975	110	1Т	115/6,3/6,3	25	65	25,41	0,00	0,0	0,0	0,0	0,47	0,00	0,47	25,46	25,52	25,52	25,52	25,52	25,52
	2010	110	2Т	115/6,3/6,3	40				0,00	0,00	0,00	0,47	0,00		25,46	25,52	25,52	25,52	25,52	25,52
ПС 110/10 кВ Белуосово	1987	110	1Т	115/38,5/11	10	20	13,60	0,90	0,0	0,00	0,33	4,05	0,00	4,38	13,76	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57
	2011	110	2Т	115/38,5/11	10				0,00	0,00	0,33	4,05	0,00		13,76	14,57	14,57	14,57	14,57	14,57
ПС 110/10 кВ Буран	2011	110	1Т	115/38,5/11	25	25	3,80	3,80	0,00	0,00	0,13	1,35	0,00	1,48	3,96	4,13	4,13	4,13	4,13	4,13
ПС 110/35/10 кВ Вега	2020	110	1Т	115/38,5/11	40	56	29,61	3,50	0,0	0,00	1,99	8,74	0,00	10,8	32,26	32,26	32,26	32,26	32,26	32,26
	2006	110	2Т	115/11	16				0,00	0,00	1,99	8,74	0,00		32,26	32,26	32,26	32,26	32,26	32,26
ПС 110/10 кВ Верховая	2016	110	1Т	115/6,3/6,3	25	25	8,13	0,00	0,00	0,00	1,45	0,55	0,00	2,00	8,95	9,01	9,01	9,01	9,01	9,01
ПС 110/10 кВ Восток	2011	110	1Т	115/11	16	32	12,71	3,90	0,0	0,00	14,00	0,10	0,00	14,10	22,90	22,92	22,92	22,92	22,92	22,92
	2011	110	2Т	115/11	16				0,00	0,00	14,00	0,10	0,00		22,90	22,92	22,92	22,92	22,92	22,92
ПС 110/10 кВ Гранат	1985	110	1Т	115/6,3/6,3	40	80	22,92	0,00	0,0	0,00	23,10	2,85	0,00	25,96	38,91	39,85	39,85	39,85	39,85	39,85
	1985	110	2Т	115/6,3/6,3	40				0,00	0,00	23,10	2,85	0,00		38,91	39,85	39,85	39,85	39,85	39,85
ПС 110/10 кВ Денисово	2007	110	1Т	115/11	25	41	22,02	4,80	0,0	0,00	6,00	0,00	0,00	3,05	24,39	24,39	24,39	24,39	24,39	24,39
	2007	110	2Т	115/11	16				0,00	0,00	6,00	0,00	0,00		24,39	24,39	24,39	24,39	24,39	24,39
ПС 110/10 кВ Заводская	1980	110	1Т	115/11	25	25	3,60	2,22	0,00	0,00	0,00	0,52	0,00	0,52	3,61	3,72	3,72	3,72	3,72	3,72
ПС 110/10	1999	110	1Т	115/11	16	32	11,29	0,00	0,0	0,	1,50	0,	0,	1,50	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
кВ Кирпичная	1999	110	2Т	115/11	16				0	00		00	00		5	5	5	5	5	5
ПС 110/10 кВ Копытцево	1982	110	1Т	115/11	16	32	8,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,22	0,00	0,22	8,02	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05
	1982	110	2Т	115/11	16				0	00	0,00	0,22	0,00		8,02	8,05	8,05	8,05	8,05	8,05
ПС 110/10 кВ Крутицы	1992	110	1Т	115/11	16	32	2,60	0,00	0,0	0,00	0,00	0,41	0,00	0,41	2,60	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
	1992	110	2Т	115/11	16				0	00	0,00	0,41	0,00		2,60	2,69	2,69	2,69	2,69	2,69
ПС 110/10 кВ Маланьино	2012	110	2Т	115/11	25	25	2,43	1,08	0,0	0,00	7,03	0,00	0,00	7,03	5,66	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
ПС 110/10 кВ Малинники	1978	110	1Т	115/11	16	32	8,68	3,30	0,0	0,00	11,0	0,89	0,00	11,89	14,9	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
	1978	110	2Т	115/11	16				0	00	0	89	0,00		14,9	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
ПС 110/10 кВ Пегас	1993	110	1Т	115/11	16	32	6,01	0,00	0,0	0,00	0,00	0,15	0,00	0,15	6,03	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04
	1993	110	2Т	115/11	16				0	00	0,00	0,15	0,00		6,03	6,04	6,04	6,04	6,04	6,04
ПС 110/10 кВ ПРМЗ	1994	110	1Т	115/11	16	32	10,87	4,80	0,0	0,00	8,15	0,08	0,00	8,23	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
	1994	110	2Т	115/11	16				0	00	8,15	0,08	0,00		17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
ПС 110/10 кВ Радищево	1976	110	1Т	115/11	16	32	19,28	1,67	0,0	0,00	0,55	1,34	0,00	1,88	19,4	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7
	1976	110	2Т	115/11	16				0	00	0,55	1,34	0,00		19,4	19,7	19,7	19,7	19,7	19,7
ПС 110/10 кВ Сосенская	1976	110	1Т	115/11	10	20	6,81	2,40	0,0	0,00	0,00	0,10	0,00	0,10	6,82	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83
	1976	110	2Т	115/11	10				0	00	0,00	0,10	0,00		6,82	6,83	6,83	6,83	6,83	6,83
ПС 110/10 кВ Строитель	1977	110	1Т	115/11	10	20	10,65	0,00	0,0	0,00	0,17	2,16	0,00	2,32	10,7	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
	1977	110	2Т	115/11	10				0	00	0,17	2,16	0,00		10,7	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026
									10	11	12	13	14		15	16	17	18	19	20
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
на																				
ПС 110/10/6 кВ Восход	1971	110	1Т	115/11	25	50	20,39	0,00	0,0	0,00	0,44	1,09	0,00	1,52	20,54	20,72	20,72	20,72	20,72	20,72
	1971	110	2Т	115/11	25				0,00	0,00	9,17	0,00	0,00		9,17	25,49	30,66	30,66	30,66	30,66
ПС 110/10/6 кВ Окружная	2011	110	1Т	115/11/6,6	40	80	24,35	0,00	0,00	0,00	9,17	0,00	0,00	9,17	25,49	30,66	30,66	30,66	30,66	30,66
	2011	110	2Т	115/11/6,6	40				0,00	0,00	3,68	0,93	0,00		4,61	19,01	20,68	20,68	20,68	20,68
ПС 110/10/6 кВ Приокская	1967	110	1Т	115/11	25	50	18,87	0,00	0,00	0,00	3,68	0,93	0,00	4,61	19,01	20,68	20,68	20,68	20,68	20,68
	1967	110	2Т	115/11	25				0,00	0,00	0,00	0,80	0,00		0,80	7,43	7,61	7,61	7,61	7,61
ПС 110/35/10 кВ Агеево	1960	110	1Т	115/38,5/11	20	30	7,43	3,00	0,00	0,00	0,00	0,80	0,00	0,80	7,43	7,61	7,61	7,61	7,61	7,61
	1960	110	2Т	115/38,5/11	10				0,00	0,00	0,15	1,01	0,00		1,16	17,41	17,41	17,41	17,41	17,41
ПС 110/35/10 кВ Азарово	1977	110	1Т	115/38,5/11	25	41	17,15	1,65	0,00	0,00	0,15	1,01	0,00	1,16	17,41	17,41	17,41	17,41	17,41	17,41
	1960	110	2Т	115/38,5/11	16				0,00	0,00	41,01	1,07	0,00		44,00	25,393	25,39	25,393	25,39	25,39
ПС 110/35/10 кВ Ахлебнино	2010	110	1Т	115/38,5/11	25	50	2,17	0,00	0,00	0,00	41,01	1,07	0,00	44,00	25,393	25,39	25,393	25,39	25,39	25,39
	2019	110	2Т	115/38,5/11	25				0,00	0,00	0,00	0,13	0,00		0,13	2,51	2,52	2,52	2,52	2,52
ПС 110/35/10 кВ Беглица	1989	110	1Т	115/38,5/11	16	20	2,50	1,20	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,13	2,51	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
	1989	110	2Т	35/11	4		1,63		0,00	0,00	0,00	0,13	0,00		1,63	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
ПС 110/35/10 кВ Болва	1974	110	1Т	35/11	6	31	6,15	7,50	0,00	0,00	0,00	0,27	0,00	0,27	6,15	6,18	6,18	6,18	6,18	6,18
	1974	110	2Т	115/38,5/11	25		13,58		0,00	0,00	0,00	0,27	0,00		13,58	13,61	13,61	13,61	13,61	13,61

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА						
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ т		2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
ПС 110/35/10 кВ Ворсино	1978	110	1Т	115/11	10	20	16,28	3,00	0,0	0,00	0,41	2,84	0,00	3,26	16,48	17,01	17,01	17,01	17,01	17,01	
	1987	110	2Т	115/38,5/11	10				0,00	0,00	0,20	3,57	0,00		3,77	10,86	11,50	11,50	11,50	11,50	11,50
ПС 110/35/10 кВ Галкино	2008	110	1Т	115/38,5/11	25	50	10,67	2,64	0,0	0,00	0,20	3,57	0,00	3,77	10,86	11,50	11,50	11,50	11,50	11,50	
	2008	110	2Т	115/38,5/11	25				0,00	0,00	0,00	0,11	0,00		0,11	5,97	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98
ПС 110/35/10 кВ Думиничи	1983	110	1Т	115/38,5/11	16	26	5,96	2,10	0,0	0,00	0,00	0,11	0,00	0,11	5,97	5,98	5,98	5,98	5,98	5,98	
	1983	110	2Т	115/38,5/11	10				0,00	0,00	0,00	1,80	0,00		1,80	15,06	15,38	15,38	15,38	15,38	15,38
ПС 110/35/10 кВ Квань	2020	110	1Т	115/38,5/11	16	32	14,97	2,88	0,00	0,00	0,00	1,80	0,00	1,80	15,06	15,38	15,38	15,38	15,38	15,38	
	ППСЦП2020	110	2Т	115/38,5/11	16																
ПС 110/35/10 кВ Козельск	1969	110	1Т	115/38,5/11	10	26	15,04	1,40	0,0	0,00	0,30	1,62	0,00	1,92	15,23	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47	
	1981	110	2Т	115/38,5/11	16				0,00	0,00	60,00	0,00	0,00		60,00	58,47	58,47	58,47	58,47	58,47	58,47
ПС 110/35/10 кВ Колосово	2014	110	1Т	115/38,5/11	63	126	11,80	0,00	0,0	0,00	60,00	0,00	0,00	60,00	58,47	58,47	58,47	58,47	58,47	58,47	
	2014	110	2Т	115/38,5/11	63				0,00	0,00	2,00	4,27	0,00		6,27	32,02	33,82	33,82	33,82	33,82	33,82
ПС 110/35/10 кВ Кондрово	1963	110	1Т	115/38,5/11	20	65	31,76	10,69	0,0	0,00	2,00	4,27	0,00	6,27	32,02	33,82	33,82	33,82	33,82	33,82	
	1963	110	2Т	115/38,5/11	20				0,00	0,00	0,15	1,47	0,00		1,62	16,50	16,74	16,74	16,74	16,74	16,74
	1963	110	3Т	115/38,5/11	25																
ПС 110/35/10	1991	110	1Т	115/38,5/11	16	32	16,38	3,83	0,00	0,00	0,15	1,47	0,00	1,62	16,50	16,74	16,74	16,74	16,74	16,74	

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ т		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
кВ Космос	1991	110	2Т	115/38,5/1 1	16															
ПС 110/35/10 кВ Маклаки	1964	110	1Т	115/38,5/1 1	6,3	6,3	1,91	0,76	0,0 0	0,00	0,15	0,02	0,00	0,17	1,91	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95
ПС 110/35/10 кВ Медынь	1995	110	1Т	115/38,5/1 1	16	32	13,74	2,00	0,0 0	0,00	0,57	1,70	0,00	2,27	13,94	14,24	14,24	14,24	14,24	14,24
	1995	110	2Т	115/38,5/1 1	16															
ПС 110/35/10 кВ Мещовск	1982	110	1Т	115/38,5/1 1	10	26	7,91	4,80	0,0 0	0,00	0,02	0,28	0,00	0,29	7,94	7,97	7,97	7,97	7,97	7,97
	1982	110	2Т	115/38,5/1 1	16															
ПС 110/35/10 кВ Мосальск (старая)	1963	110	2Т	115/38,5/1 1	16	16	6,17	3,44	0,0 0	0,00	0,00	0,64	0,00	0,64	6,21	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32
ПС 110/35/10 кВ Острожная	1984	110	2Т	115/38,5/1 1	10	10	3,80	0,00	0,0 0	0,00	0,00	0,32	0,00	0,32	3,83	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
ПС 110/35/10 кВ Перемышль	2002	110	1Т	115/38,5/1 1	6,3	16,3	7,12	0,96	0,0 0	0,00	0,00	0,60	0,00	0,60	7,18	7,25	7,25	7,25	7,25	7,25
	1979	110	2Т	115/38,5/1 1	10															
ПС 110/35/10 кВ Протва	2018	110	1Т	115/38,5/1 1	40	65	40,50	7,50	0,0 0	0,00	2,22	3,11	0,00	5,33	40,98	41,68	41,68	41,68	41,68	41,68
	1985	110	2Т	115/38,5/1 1	25															

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ров, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ т		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 110/35/10 кВ Пятовская	1972	110	1Т	115/38,5/1 1	25	50	13,53	0,78	0,0	0,00	0,00	1,31	0,00	1,31	13,67	13,82	13,82	13,82	13,82	13,82
	1972	110	2Т	115/38,5/1 1	25				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/35/10 кВ Росва	2009	110	1Т	115/38,5/1 1	25	50	20,40	7,50	0,0	0,00	9	0,46	0,00	9,46	27,42	27,51	27,51	27,51	27,51	27,51
	2009	110	2Т	115/38,5/1 1	25				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/35/10 кВ Руднево	1990	110	1Т	115/38,5/1 1	16	32	5,16	1,27	0,0	0,00	0,02	0,07	0,00	0,08	5,16	5,18	5,18	5,18	5,18	5,18
	1990	110	2Т	115/38,5/1 1	16				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/35/10 кВ Русиново	2009	110	1Т	115/38,5/1 1	40	80	30,61	0,00	0,0	0,00	4,00	0,62	0,00	4,62	30,65	34,75	34,75	34,75	34,75	34,75
	2009	110	2Т	115/38,5/1 1	40				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/35/10 кВ Середейск	1956	110	1Т	115/38,5/1 1	16	41	3,81	2,01	0,0	0,00	0,00	0,19	0,00	0,19	3,84	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
	1956	110	2Т	115/38,5/1 1	25				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/35/10 кВ Товарково	2011	110	1Т	115/38,5/1 1	16	32	11,05	0,00	0,0	0,00	0,15	3,72	0,00	3,87	11,40	11,91	11,91	11,91	11,91	11,91
	2011	110	2Т	115/38,5/1 1	16				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/35/10 кВ Фаянсовая	1947	110	1Т	115/38,5/1 1	16	32	14,15	4,80	0,0	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	14,15	14,15	14,15	14,15	14,15	14,15
	1947	110	2Т	115/38,5/1 1	16				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/35/10 кВ Ферзиково	1958	110	1Т	115/38,5/1 1	16	32	12,22	4,70	0,0	0,00	0,15	0,76	0,00	0,91	12,30	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42
	1958	110	2Т	115/38,5/1 1	16				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ т		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 110/35/10 кВ Хвастовичи	1970	110	1Т	115/38,5/11	10	20	3,81	1,84	0,00	0,00	0,00	2,08	0,00	2,08	3,81	5,44	5,44	5,44	5,44	5,44
	1970	110	2Т	115/38,5/11	10															
ПС 110/35/10 кВ Чипляево	1973	110	1Т	115/38,5/11	16	22,3	4,80	1,89	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,12	4,80	4,83	4,83	4,83	4,83	4,83
	1973	110	2Т	115/38,5/11	6,3															
ПС 110/35/10 кВ Шепелево	1956	110	1Т	115/38,5/11	10	17,5	4,27	0,00	0,00	0,00	2,40	0,04	0,00	2,44	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15	6,15
	1956	110	2Т	115/38,5/11	7,5															
ПС 110/35/10 кВ Юхнов	1973	110	1Т	115/38,5/11	16	32	10,03	1,63	0,00	0,00	0,00	0,59	0,00	0,59	10,10	10,17	10,17	10,17	10,17	10,17
	1973	110	2Т	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/6 кВ Железняки	1957	110	1Т	115/38,5/11	16	32	11,76	0,00	0,00	0,00	0,23	1,55	0,00	1,78	11,87	12,15	12,15	12,15	12,15	12,15
	1957	110	2Т	115/38,5/11	16															
ПС 110/35/6 кВ Звягино	1964	110	1Т	115/38,5/11	10	11,6	1,78	2,26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78
	1964	110	2Т	35/6,3	1,6		1,42								1,42	1,42	1,42	1,42	1,42	
ПС 110/35/6 кВ Калуга	1951	110	1Т	115/38,5/11	40	71,5	20,79	0,00	0,00	0,00	0,84	0,67	0,00	1,51	20,83	21,31	21,31	21,31	21,31	21,31
	1951	110	2Т	115/38,5/11	31,5															
ПС 110/35/6	2016	110	1Т	115/38,5/11	10	12,5	1,45	1,82	0,00	0,00	1,60	0,00	0,00	1,60	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07	2,07

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА						
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
кВ Кричина	2016	110	2Т	35/6,3	2,5		1,16								1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	1,78	
ПС 110/35/6 кВ Людиново	1936	110	1Т	115/6,6	16	47	18,78	9,30	0,00	0,00	0,00	0,72	0,00	0,72	18,80	18,94	18,94	18,94	18,94	18,94	
	1936	110	2Т	115/38,5/11	16																
	1936	110	3Т	115/38,5/11	15																
ПС 110/35/6 кВ Маяк	2009	110	1Т	115/6,6	25	50	21,92	0,00	0,00	0,05	1,97	0,00	2,02	22,36	22,49	22,49	22,49	22,49	22,49	22,49	
	2009	110	2Т	115/6,6	25																
ПС 110/35/6 кВ Черкасово	1974	110	1Т	115/38,5/6,6	10	20	13,27	2,80	0,00	0,00	0,34	5,41	0,00	5,75	13,72	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55	14,55
	1974	110	2Т	115/38,5/6,6	10																
ПС 110/6 кВ Аненки	1980	110	1Т	115/6,6	15	30	4,02	1,80	0,00	0,00	0,00	0,90	0,00	0,90	4,17	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22	4,22
	1980	110	2Т	115/6,6	15																
ПС 110/6 кВ Дубрава	1974	110	1Т	115/6,6/6,6	25	50	14,85	0,19	0,00	0,00	0,90	1,46	0,00	2,37	14,95	15,55	15,55	15,55	15,55	15,55	15,55
	1974	110	2Т	110/6,6/6,6	25																
ПС 110/6 кВ СДВ	2000	110	1Т	115/6,6	16	32	4,43	0,00	0,00	0,00	0,00	1,26	0,00	1,26	4,68	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71	4,71
	2000	110	2Т	115/6,6	16																
ПС 110/6 кВ Цветково	1966	110	1Т	115/6,6	20	80	28,56	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,13	28,56	28,59	28,59	28,59	28,59	28,59	28,59
	1966	110	2Т	115/6,6	20																
	1966	110	3Т	115/6,6	40																
ПС 110/10 кВ Свеча	1989	110	1Т	110/11	2,5	2,5	1,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	
ПС 110/10	1989	110	1Т	115/11	63	126	5,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	5,02	

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ т		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
кВ Центролит	1989	110	2Т	115/11	63				0	00		10	00							
ПС 110/10 кВ Агрегатная	1989	110	1Т	115/6,6/6,6	25	50	9,62	0,00	0,0	0,00	0,00	0,04	0,00	0,04	9,62	9,63	9,63	9,63	9,63	9,63
	1989	110	2Т	115/6,6/6,6	25				0	00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/10 кВ Угорская	1989	110	1Т	115/11	24	48	5,87	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87	5,87
	1989	110	2Т	115/11	24				0	00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/10 кВ Промзона	2017	110	1Т	115/11	40	80	1,01	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
	2017	110	2Т	115/11	40				0	00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/6 кВ Моторная	1989	110	1Т	115/6,6	25	65	12,52	0,00	0,0	0,00	0,00	0,35	0,00	0,35	12,52	12,58	12,58	12,58	12,58	12,58
	1989	110	2Т	115/6,6	40				0	00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/6 кВ Турынино (генерация 12 МВт)	1989	110	1Т	115/6,6	25	50	11,10	0,00	0,0	0,00	0,00	1,58	0,00	1,58	11,33	11,45	11,45	11,45	11,45	11,45
	1989	110	2Т	115/6,6	25				0	00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/Х кВ Автозавод	1989	110	1Т	115/11	63	126	24,02	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02	24,02
	1989	110	2Т	115/11	63				0	00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/6 кВ Радий	1989	110	1Т	115/6,6	40	56	3,32	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32	3,32
	1989	110	2Т	115/6,6	16				0	00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/6 кВ КМЗ	1989	110	1Т	110/6	15	31	10,45	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	10,45	10,45	10,45	10,45	10,45	10,45
	1989	110	2Т	115/6,6	16				0	00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 110/6 кВ КТЗ	1989	110	1Т	115/6,6	31,5	31,5	4,86	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86
ПС 110/6	1989	110	1Т	115/6,6	16	32	8,28	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
кВ Обнинск	1989	110	2Т	115/6,6	16				0	00		00	00							
ПС 110/10 кВ Протвино	1989	110	1Т	115/11	31,5	126	25,36	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,36	25,36	25,36	25,36	25,36	25,36
	1989	110	2Т	115/11	31,5															
	1989	110	3Т	115/11	31,5															
	1989	110	4Т	115/11	31,5															
ПС 110/10 кВ Рулон	1989	110	1Т	115/11	16	32	12,27	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	12,27	12,27	12,27	12,27	12,27	12,27
	1989	110	2Т	115/11	16															
ПС 110/10 кВ Воротынский	1994	110	1Т	115/11	25	50	7,63	0,00	0,0	0,00	0,00	1,08	0,00	1,08	7,70	7,82	7,82	7,82	7,82	7,82
	1944	110	2Т	115/11	25															
ПС 110/10 кВ Суходрев	1963	110	1Т	115/11	10	20	7,46	0,00	0,0	0,00	0,00	0,12	0,00	0,12	7,47	7,49	7,49	7,49	7,49	7,49
	1963	110	2Т	115/11	10															
ПС 110/35/10 кВ Балабаново	1979	110	1Т	115/38,5/11	25	45	19,15	0,00	0,0	0,00	0,00	0,99	0,00	0,99	19,22	19,37	19,37	19,37	19,37	19,37
	1990	110	2Т	115/38,5/11	20															
ПС 110/35/10 кВ Бабынино	1989	110	1Т	115/38,5/11	25	50	13,58	0,00	0,0	0,00	0,00	0,50	0,00	0,50	13,63	13,69	13,69	13,69	13,69	13,69
	1990	110	2Т	115/38,5/11	25															
ПС 110/35/10 кВ Палики	1989	110	1Т	115/38,5/11	20	40	16,37	0,00	0,0	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37	16,37
	1989	110	2Т	115/38,5/11	20															
ПС 110/10	1963	110	1Т	115/11	10	22,5	4,25	0,00	0,0	0,	0,00	0,	0,	0,13	4,25	4,28	4,28	4,28	4,28	4,28

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ров, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА												
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21							
кВ Кудринская	1963	110	2Т	115/11	10				0	00		13	00														
	1963	110	3Т	110/11	2,5																						
ПС 110/35/27 кВ Березовская	1989	110	1Т	115/38,5/27,5	20	40	3,77	0,00	0,0	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	3,77	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78							
	1989	110	2Т	115/38,5/27,5	20				0	00	0,00	0,02	0,00														
ПС 110/10 кВ Доброе	1989	110	1Т	115/11	16	16	1,71	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71	1,71							
ПС 110/10 кВ Малоярославец	1989	110	1Т	115/11	25	45	8,26	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26							
	1989	110	2Т	115/11	20				0	00	0,00	0,00															
ПС 110/27/10 кВ Сухиничи	1989	110	1Т	115/11	10	65	2,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,13	0,00	0,13	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04	2,04							
	1989	110	2Т	115/11	15																						
	1989	110	3Т	115/27,5	20		4,39								4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40	4,40
	1989	110	4Т	115/27,5	20																						
ПС 110/10 кВ Тихонова Пустынь	1989	110	1Т	115/11	16	32	7,38	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38	7,38							
	1989	110	2Т	115/11	16				0	00	0,00	0,00															
ПС 35/10 кВ Агарышево	1962	35	1Т	35/11	1,6	3,2	0,26	0,00	0,0	0,00	0,00	0,06	0,00	0,06	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27							
	1962	35	2Т	35/11	1,6				0	00	0,00	0,06															
ПС 35/10 кВ Акулово	1968	35	1Т	35/11	1,6	3,4	1,28	0,00	0,0	0,00	0,00	0,16	0,00	0,16	1,29	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31							
	1968	35	2Т	35/11	1,8				0	00	0,00	0,16															
ПС 35/10 кВ	1993	35	1Т	35/11	1,6	1,6	0,42	0,31	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43							

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. мощность тр-ров, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ т		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Асмолово																				
ПС 35/10 кВ Барятино	1960	35	1Т	35/11	4	8	2,14	0,70	0,00	0,00	0,00	0,16	0,00	0,16	2,14	2,17	2,17	2,17	2,17	2,17
	1960	35	2Т	35/11	4				0,00	0,00	0,00	0,16	0,00							
ПС 35/10 кВ Бебелево	1974	35	1Т	35/11	2,5	5	2,02	0,37	0,00	0,00	0,00	0,65	0,00	0,65	2,04	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
	1974	35	2Т	35/11	2,5				0,00	0,00	0,00	0,65	0,00							
ПС 35/10 кВ Беляево	1993	35	1Т	35/11	1,8	3,4	0,38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,09	0,38	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
	1993	35	2Т	35/11	1,6				0,00	0,00	0,00	0,09	0,00							
ПС 35/10 кВ Богданино	1994	35	1Т	35/11	4	8	1,24	0,65	0,00	0,00	0,00	0,07	0,00	0,07	1,24	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
	1994	35	2Т	35/11	4				0,00	0,00	0,00	0,07	0,00							
ПС 35/10 кВ Бояновичи	1983	35	1Т	35/11	4	4	0,43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,04	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
ПС 35/10 кВ Брынь	1984	35	1Т	35/11	4	4	1,12	0,90	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12	1,12
ПС 35/10 кВ Буда	1975	35	1Т	35/11	1,6	1,6	0,12	0,09	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
ПС 35/10 кВ Букань	1972	35	1Т	35/11	1,6	3,2	0,91	0,48	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
	1972	35	2Т	35/11	1,6				0,00	0,00	0,00	0,03	0,00							
ПС 35/10 кВ Вербечици	1978	35	1Т	35/11	1,8	3,4	0,56	0,24	0,00	0,00	0,00	0,06	0,00	0,06	0,56	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
	1978	35	2Т	35/11	1,6				0,00	0,00	0,00	0,06	0,00							
ПС 35/10 кВ Волконская	1984	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,72	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,12	0,73	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
ПС 35/10	1985	35	1Т	36,75/10,5	10	20	8,75	0,00	0,00	0,00	0,42	2,00	0,00	2,49	8,97	9,30	9,30	9,30	9,30	9,30

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
кВ Воробьи	1985	35	1Т	36,75/10,5	10				0	00		07	00							
ПС 35/10 кВ Выползово	1992	35	1Т	35/11	6,3	12,6	4,05	0,65	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05	4,05
	1992	35	2Т	35/11	6,3															
ПС 35/10 кВ Высокиничи	1976	35	1Т	35/11	4	8	5,85	0,00	0,00	0,00	0,30	1,77	0,00	2,07	6,04	6,31	6,31	6,31	6,31	6,31
	1976	35	2Т	35/11	4															
ПС 35/10 кВ Гаврики	1979	35	1Т	35/11	1,6	1,6	0,22	0,22	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,04	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
ПС 35/10 кВ Гончарово	1991	35	1Т	35/11	6,3	12,6	7,08	1,89	0,00	0,00	0,00	1,05	0,00	1,05	7,20	7,31	7,31	7,31	7,31	7,31
	1991	35	2Т	35/11	6,3															
ПС 35/10 кВ Грынь	1965	35	1Т	35/11	4	4	0,45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45
ПС 35/10 кВ Дабужа	1965	35	1Т	35/11	1,8	3,6	0,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
	1965	35	2Т	35/11	1,8															
ПС 35/10 кВ Детчино	1960	35	1Т	36,75/10,5	10	16,3	5,79	0,00	0,00	0,00	0,15	0,84	0,00	0,99	5,86	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01
	1960	35	2Т	35/11	6,3															
ПС 35/10 кВ Дубенки	1970	35	1Т	35/11	2,5	2,5	1,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65	0,00	0,65	1,47	1,56	1,56	1,56	1,56	1,56
ПС 35/10 кВ Дубровка	1991	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
ПС 35/10 кВ Дудоровск	1980	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. нагрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт						Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ	2021		2022	2023	2024	2025	2026	
									10	11	12	13	14	16		17	18	19	20	21	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
ая																					
ПС 35/10 кВ Еленская	1972	35	1Т	35/11	3,2	5	0,50	0,46	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	
	1972	35	2Т	35/11	1,8				0,00	0,00	0,03	1,25	0,00								3,34
ПС 35/10 кВ Ерденово	1973	35	1Т	35/11	6,3	10,3	3,26	0,00	0,00	0,00	0,03	1,25	0,00	1,28	3,34	3,54	3,54	3,54	3,54	3,54	
	1973	35	2Т	35/11	4				0,00	0,00	0,33	0,00	0,90								0,93
ПС 35/10 кВ Желохово	1981	35	2Т	35/11	2,5	2,5	0,86	0,00	0,00	0,00	0,33	0,00	0,33	0,90	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	0,93	
ПС 35/10 кВ Желтоухи	1985	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,41	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,41	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	
ПС 35/10 кВ Жиздра	1960	35	1Т	35/11	4	8	2,97	0,66	0,00	0,00	0,00	0,53	0,00	0,53	2,98	3,09	3,09	3,09	3,09	3,09	
	1960	35	2Т	35/11	4				0,00	0,00	0,75	0,09	0,00								0,60
ПС 35/10 кВ Закрутое	1985	35	1Т	35/11	2,5	5	0,60	0,17	0,00	0,00	0,75	0,09	0,00	0,84	0,60	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	
	1985	35	2Т	35/11	2,5				0,00	0,00	0,01	0,07	0,00								0,54
ПС 35/10 кВ Заря	1980	35	1Т	35/11	1,6	4,1	0,53	0,16	0,00	0,00	0,01	0,07	0,00	0,08	0,54	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	
	1980	35	2Т	35/11	2,5				0,00	0,00	0,01	0,35	0,00								1,81
ПС 35/10 кВ Износки	1972	35	1Т	35/11	4	8	1,77	0,00	0,00	0,00	0,01	0,35	0,00	0,36	1,81	1,85	1,85	1,85	1,85	1,85	
	1972	35	2Т	35/11	4				0,00	0,00	0,00	0,11	0,00								4,30
ПС 35/10 кВ Керамика	1998	35	1Т	36,75/10,5	10	20	4,29	0,99	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	0,11	4,30	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	
	1998	35	2Т	36,75/10,5	10				0,00	0,00	0,00	0,09	0,00								0,38
ПС 35/10 кВ Климовская	1990	35	1Т	35/11	1	1	0,38	0,30	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,09	0,38	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ т		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 35/10 кВ Коллонтай	2014	35	1Т	35/11	6,3	10,3	7,66	1,20	0,0	0,00	0,00	2,69	0,00	2,69	7,83	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26
	2014	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,07	1,67	0,00	1,74	3,65	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
ПС 35/10 кВ Колопаново	1964	35	1Т	35/11	3,2	7,2	3,57	0,96	0,0	0,00	0,07	1,67	0,00	1,74	3,65	3,96	3,96	3,96	3,96	3,96
	1964	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,79	0,00	0,79	2,38	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51	
ПС 35/10 кВ Корекозево	1975	35	1Т	35/11	3,2	7,2	2,34	0,49	0,0	0,00	0,00	0,79	0,00	0,79	2,38	2,51	2,51	2,51	2,51	2,51
	1975	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,15	0,30	0,00	0,45	1,45	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
ПС 35/10 кВ Кременская	2015	35	1Т	35/11	2,5	5	1,40	0,25	0,0	0,00	0,15	0,30	0,00	0,45	1,45	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
	2015	35	2Т	35/11	2,5				0,0	0,00	0,15	0,87	0,00	1,01	4,69	4,82	4,82	4,82	4,82	4,82
ПС 35/10 кВ Кудиново	1974	35	1Т	35/11	4	8	4,60	0,00	0,0	0,00	0,15	0,87	0,00	1,01	4,69	4,82	4,82	4,82	4,82	4,82
	1974	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,29	0,15	0,00	0,43	2,75	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
ПС 35/10 кВ Куровская	2020	35	1Т	35/11	2,5	5	2,67	1,11	0,0	0,00	0,29	0,15	0,00	0,43	2,75	2,77	2,77	2,77	2,77	2,77
	2020	35	2Т	35/11	2,5				0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
ПС 35/10 кВ Ловать	1970	35	1Т	35/11	1,8	1,8	0,22	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
ПС 35/10 кВ Лопатино	2015	35	1Т	35/11	4	6,5	1,61	0,00	0,0	0,00	0,02	0,33	0,00	0,34	1,63	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
	2015	35	2Т	35/11	2,5				0,0	0,00	0,00	0,09	0,00	0,09	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	
ПС 35/10 кВ Людково	1965	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,79	0,75	0,0	0,00	0,00	0,09	0,00	0,09	0,79	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81
ПС 35/10 кВ Мосур	1978	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,09	0,09	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
ПС 35/10	1957	35	1Т	35/11	3,2	6,4	1,95	0,74	0,0	0,0	0,00	1,0	0,0	1,35	2,01	2,25	2,25	2,25	2,25	2,25

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. мощность тр-ов, МВА	Макс. нагрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА						
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
кВ Муратовка	1957	35	2Т	35/11	3,2				0	00		35	00								
ПС 35/10 кВ Мятлево	2008	35	1Т	35/11	4	8	2,23	0,00	0,0	0,00	1,46	0,35	0,00	1,81	2,28	3,50	3,50	3,50	3,50	3,50	
	2008	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,02	1,11	0,00	1,12	3,67	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78
ПС 35/10 кВ Недельная	1974	35	1Т	35/11	2,5	5	3,53	0,36	0,0	0,00	0,02	1,11	0,00	1,12	3,67	3,78	3,78	3,78	3,78	3,78	
	1974	35	2Т	35/11	2,5				0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30
ПС 35/10 кВ Опаленки	1966	35	1Т	35/11	2,5	5	1,30	0,04	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	1,30	
	1966	35	2Т	35/11	2,5				0,0	0,00	0,05	0,14	0,00	0,18	2,42	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43
ПС 35/10 кВ Оптино	1993	35	1Т	35/11	4	8	2,39	1,20	0,0	0,00	0,05	0,14	0,00	0,18	2,42	2,43	2,43	2,43	2,43	2,43	
	1993	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,00	1,19	0,00	1,19	2,54	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67
ПС 35/10 кВ Осеньево	1966	35	1Т	35/11	2,5	7,5	2,41	1,05	0,0	0,00	0,00	1,19	0,00	1,19	2,54	2,67	2,67	2,67	2,67	2,67	
	1966	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	2,00	0,85	0,00	2,85	6,30	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54
	1966	35	3Т	35/11	1				0,0	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
ПС 35/10 кВ Остров	2014	35	1Т	35/11	6,3	12,6	6,24	0,00	0,0	0,00	2,00	0,85	0,00	2,85	6,30	7,54	7,54	7,54	7,54	7,54	
	2014	35	2Т	35/11	6,3				0,0	0,00	0,15	0,14	0,00	0,29	1,31	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
ПС 35/10 кВ Павлиново	1974	35	1Т	35/11	1,6	1,6	0,25	0,00	0,0	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	
ПС 35/10 кВ Передел	1972	35	1Т	35/11	1,8	3,4	1,27	0,00	0,0	0,00	0,15	0,14	0,00	0,29	1,31	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34	
	1972	35	2Т	35/11	1,6				0,0	0,00	0,00	0,72	0,00	0,72	1,92	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06
ПС 35/10 кВ Песочная	1968	35	1Т	35/11	2,5	2,5	1,90	0,00	0,0	0,00	0,00	0,72	0,00	0,72	1,92	2,06	2,06	2,06	2,06	2,06	
ПС 35/10 кВ	1976	35	1Т	35/11	2,5	2,5	1,08	0,75	0,0	0,00	0,00	0,41	0,00	0,41	1,10	1,17	1,17	1,17	1,17	1,17	

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Петришево																				
ПС 35/10 кВ Петровская	1965	35	1Т	35/11	1,8	3,6	1,60	0,54	0,00	0,00	0,41	0,43	0,00	0,84	1,61	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
	1965	35	2Т	35/11	1,8															
ПС 35/10 кВ Плюсково	1971	35	1Т	35/11	1,8	1,8	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,09	0,38	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
ПС 35/10 кВ Подборки	1977	35	1Т	35/11	4	8	1,84	0,84	0,00	0,00	0,00	0,19	0,00	0,19	1,85	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
		1977	35	2Т	35/11															
ПС 35/10 кВ Подбужье	1987	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,19	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19
ПС 35/10 кВ Рогачи	1984	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,41	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
ПС 35/10 кВ Рошинская	1965	35	1Т	35/11	1,6	3,4	0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	0,14	0,00	0,14	0,74	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
		1965	35	2Т	35/11															
ПС 35/10 кВ Рыляки	1981	35	1Т	35/11	2,5	4,1	0,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,00	0,21	0,76	0,79	0,79	0,79	0,79	0,79
		1981	35	2Т	35/11															
ПС 35/10 кВ Салтыково	2015	35	1Т	35/11	4	8	3,48	0,00	0,00	0,00	0,42	1,46	0,00	1,88	3,57	3,90	3,90	3,90	3,90	3,90
		2015	35	2Т	35/11															
ПС 35/10 кВ Серпейск	1977	35	1Т	35/11	1,8	1,8	0,50	0,00	0,00	0,00	0,25	0,00	0,25	0,55	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56	0,56
ПС 35/10 кВ Спас-Деменск	1963	35	1Т	35/11	4	8	3,02	0,33	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,09	3,02	3,04	3,04	3,04	3,04	3,04
		1963	35	2Т	35/11															

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 35/10 кВ ССК	1983	35	1Т	35/11	4	8	1,96	1,00	0,0	0,0	0,00	0,01	0,00	0,01	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
	1983	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,00	0,01	0,00		1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	
ПС 35/10 кВ Сугоново	1985	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,66	0,00	0,0	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,66	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
ПС 35/10 кВ Судимир	1981	35	1Т	35/11	1,6	1,6	0,42	0,00	0,0	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
ПС 35/10 кВ Тарутино	2015	35	1Т	35/11	6,3	12,6	4,00	0,00	0,0	0,00	0,00	2,01	0,00	2,01	4,11	4,45	4,45	4,45	4,45	4,45
	2015	35	2Т	35/11	6,3				0,0	0,00	0,00	2,01	0,00		4,11	4,45	4,45	4,45	4,45	
ПС 35/10 кВ Текстильная	1978	35	1Т	36,75/10,5	10	20	11,31	1,61	0,0	0,00	0,01	0,23	0,00	0,23	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
	1978	35	2Т	36,75/10,5	10				0,0	0,00	0,01	0,23	0,00		11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	
ПС 35/10 кВ Терebenь	1988	35	1Т	35/11	2,5	2,5	0,50	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50
ПС 35/10 кВ Тишнево	1993	35	1Т	35/11	4	8	3,91	0,00	0,0	0,00	0,02	0,79	0,00	0,81	3,97	4,09	4,09	4,09	4,09	4,09
	1993	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,02	0,79	0,00		3,97	4,09	4,09	4,09	4,09	
ПС 35/10 кВ Троицкая	1964	35	1Т	35/11	4	4	1,15	0,87	0,0	0,00	0,00	0,06	0,00	0,06	1,15	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
ПС 35/10 кВ Тягасво	1990	35	1Т	35/11	1,6	3,2	0,47	0,20	0,0	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05	0,47	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
	1990	35	2Т	35/11	1,6				0,0	0,00	0,00	0,05	0,00		0,47	0,48	0,48	0,48	0,48	
ПС 35/10 кВ Угра	2015	35	1Т	35/11	2,5	5	1,10	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
	2015	35	2Т	35/11	2,5				0,0	0,00	0,00	0,00	0,00		1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	
ПС 35/10	1962	35	1Т	35/11	6,3	12,6	2,16	0,99	0,0	0,0	1,26	0,0	0,0	1,39	2,16	3,17	3,17	3,17	3,17	3,17

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
кВ Ульяново	1962	35	2Т	35/11	6,3				0	00		13	00							
ПС 35/10 кВ Федорино	2014	35	1Т	35/11	4	8	3,42	0,50	0,0	0,00	0,00	1,26	0,00	1,26	3,45	3,70	3,70	3,70	3,70	3,70
	2014	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,03	0,66	0,67	0,67	0,67	0,67
ПС 35/10 кВ Фоминичи	1972	35	1Т	35/11	1,6	4,1	0,66	0,00	0,0	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,66	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
	1972	35	2Т	35/11	2,5				0,0	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
ПС 35/10 кВ Хотьково	1984	35	1Т	35/11	1,8	1,8	0,95	0,47	0,0	0,00	0,00	0,03	0,00	0,03	0,95	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
ПС 35/10 кВ Шанская	1993	35	1Т	35/11	4	8	1,53	0,00	0,0	0,00	0,02	0,15	0,00	0,17	1,54	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57
	1993	35	2Т	35/11	4				0,0	0,00	0,15	0,07	0,00	0,22	1,56	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
ПС 35/10 кВ Шейкино	1983	35	1Т	35/11	3,2	6,4	1,53	0,45	0,0	0,00	0,15	0,07	0,00	0,22	1,56	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
	1983	35	2Т	35/11	3,2				0,0	0,00	0,15	0,07	0,00	0,22	1,56	1,58	1,58	1,58	1,58	1,58
ПС 35/10 кВ Шихтино	1970	35	1Т	35/11	4	5,8	0,87	0,25	0,0	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
	1970	35	2Т	35/11	1,8				0,0	0,00	0,00	0,02	0,00	0,02	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
ПС 35/10 кВ Щелканово	1972	35	1Т	35/11	2,5	5	1,24	0,00	0,0	0,00	0,00	0,07	0,00	0,07	1,24	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
	1972	35	2Т	35/11	2,5				0,0	0,00	0,00	0,07	0,00	0,07	1,24	1,26	1,26	1,26	1,26	1,26
ПС 35/6 кВ Бор	1964	35	1Т	35/6,3	5,6	9,6	1,93	0,72	0,0	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05	1,93	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94
	1964	35	2Т	35/6,3	4				0,0	0,00	0,00	0,05	0,00	0,05	1,93	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94
ПС 35/6 кВ Грабцево	1988	35	1Т	35/6,3	4	8	2,50	1,19	0,0	0,00	0,00	1,41	0,00	1,41	2,61	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82
	1988	35	2Т	35/6,3	4				0,0	0,00	0,00	1,41	0,00	1,41	2,61	2,82	2,82	2,82	2,82	2,82
ПС 35/6 кВ Мостовая	1968	35	1Т	35/6,3	4	8	1,58	0,00	0,0	0,00	0,00	0,97	0,00	0,97	1,67	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79
	1968	35	2Т	35/6,3	4				0,0	0,00	0,00	0,97	0,00	0,97	1,67	1,79	1,79	1,79	1,79	1,79

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции	Класс напр. ПС, кВ	Наименование тр-ра	Ном. напр. обмоток тр-ра, кВ	Сном., МВА	Сумм. уст. мощность тр-ов, МВА	Макс. загрузка ПС по данным контрольного замера за последние 5 лет, МВА	Перевод по сети 6(10)-35 кВ, МВА	Заявляемая мощность по договору на ТП 0,4-110 кВ, МВт					Заявляемая мощность по договору на ТП, МВт	Расчетный максимум по ПС по годам, МВА					
									110	35	6	0,4	0,4, <15 кВ		2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
ПС 35/6 кВ Резвань	2004	35	1Т	35/11	2,5	2,5	1,67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,28	0,00	0,28	1,68	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
ПС 110 кВ Промзона № 2	2020	110	1Т	115/11	63	126	0,35	0,00	46,00	0,00	0,00	0,00	0,00	58,00	0,35	45,463	45,46	45,46	45,46	45,46
	2020	110	2Т	115/11	63				0,00	0,00	0,00	0,00								
ПС 110 кВ Михали (новая)	2021	110	1Т	115/11	6,3	12,6	0,00	0,00	0,00	0,00	4,98	0,00	0,00	4,98	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21	2,21
	2021	110	2Т	115/11	6,3				0,00	0,00	0,00	0,00								
ПС 110/10 кВ МКТЛ (новая)	2021	110	1Т	115/11	63	126	0,00	0,00	0,00	0,00	60,00	0,00	0,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
	2021	110	2Т	115/11	63				0,00	0,00	0,00	0,00								
ПС 110/10 кВ Университет (новая)	2021	110	1Т	115/11	16	32	0,00	0,00	0,00	0,00	13,01	0,00	0,00	13,01	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12	10,12
	2021	110	2Т	115/11	16				0,00	0,00	0,00	0,00								
ПС 110/10 кВ Первый завод (новая)	2023	110	1Т	115/11	16	32	0,00	0,00	14,60	0,00	14,60	0,00	0,00	29,20	0,00	0,00	12,98	12,98	12,98	12,98
	2023	110	2Т	115/11	16				0,00	0,00	0,00	0,00								

Выполненный анализ позволил выявить ряд подстанций, на которых возможна перегрузка трансформаторов в режиме n-1 для подстанций с 2-мя и более трансформаторами:

- ПС 110/10 кВ Белкино
- ПС 110/10 кВ Белоусово;
- ПС 110/35/10 кВ Вега;
- ПС 110/10 кВ Восток;
- ПС 110/10 кВ Денисово;
- ПС 110/10 кВ Радищево;
- ПС 110/10 кВ Строительная;
- ПС 110/35/10 кВ Азарово (Т4 включен не параллельно Т1 и Т2, в связи с чем Т4 не участвует в расчётах загрузки Т1 (Т2) при отключении Т2 (Т1));
- ПС 110/35/10 кВ Ворсино;
- ПС 110/35/10 кВ Козельск;
- ПС 110/35/10 Космос;
- ПС 110/35/10 кВ Перемышль;
- ПС 110/35/10 кВ Протва;
- ПС 110/35/6 кВ Черкасово;
- ПС 35/10 кВ Кудиново;
- ПС 35/10 кВ Высокиничи;
- ПС 35/10 кВ Коллонтай;
- ПС 35/10 кВ Недельная;
- ПС 35/10 кВ Гончарово;
- ПС 35/10 кВ Остров;
- ПС 35/10 кВ Текстильная.

Для вышеперечисленных центров питания требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования. В целях разгрузки трансформаторного оборудования рассматривается выполнение следующих мероприятий:

- перевод нагрузки по сети 6(10)-35 кВ на смежные центры питания;
- увеличение выработки мощности электростанциями, с выдачей мощности в сеть 6(10)-35 кВ и подключенных к указанным центрам питания;
- мероприятия по компенсации реактивной мощности;
- реконструкция центров питания с увеличением трансформаторной мощности.

#### ПС 110/10 кВ Белоусово

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

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
Т1	ТДТН	75,97	1987	10	50,2	1,115	1,2	1,2	1,1

	10000/110								
T2	ТДТН 10000/110	95,21	2011	10	50,2	1,25	1,50	1,45	1,35

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 13,6 МВА (67,1 А по стороне ВН, 136% от  $I_{ном}$ ) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2020 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Белоусово в ПАР предусмотрен перевод 0,9 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 60 минутам (АДТН Т1 и Т2 составляет 120% и 145% от  $I_{ном}$ ). С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 12,7 МВА (63,76 А по стороне ВН 110 кВ, 127 % от  $I_{ном}$  Т1 и Т2).

Загрузка оставшегося в работе трансформатора превышает АДТН Т1 на время перевода нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 4,38 МВт (0,973 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 14,573 МВА (73,16 А по стороне ВН 110 кВ, 145,7 % от  $I_{ном}$  Т1 и Т2). Данная нагрузка подстанции превышает АДТН трансформаторов.

Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает АДТН на время перевода нагрузки и АДТН в ПАР.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующих Т1 и Т2 на новые трансформаторы мощностью не менее:

$$S_{расч}^{стр} = \frac{S_{макс}^{факт} + \sum S_{ту} \cdot K_p + S_{доп} - S_{срм}}{K_{доп}} = \frac{13,6 + 0,973 + 0 - 0,9}{1,25} = 10,94 \text{ МВА,}$$

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

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

$S_{срм}$  – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с пунктом 6.2 ГОСТ Р 58670-2019;

$K_{доп}$  – коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки в соответствии с требованиями таблицы 1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и её поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19 июня 2003 г. № 229 (далее - Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 81). Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 2х10 МВА на новые 2х16 МВА.

## ПС 110/35/10 кВ Вега

На ПС 110/35/10 кВ Вега установлено два трансформатора: Т1 мощностью 40 МВА и Т2 мощностью 16 МВА.

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
Т1	ТДТН-40000/110	100	2020	40	200,8	1,25	1,5	1,45	1,35
Т2	ТДН-16000/110 У1	82,24	2006	16	80,3	1,25	1,5	1,45	1,35

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2015-2020 годов составила 29,61 МВА (148 А по стороне ВН, 185% от I<sub>ном</sub> Т2) и зафиксирована 23.01.2019.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Вега в ПАР предусмотрен перевод 3,5 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 30 минутам (АДТН Т1 и Т2 составляет 145% от I<sub>ном</sub>).

Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 превышает АДТН на время перевода нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 10,8 МВт (2,651 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 32,26 МВА (161,96 А по стороне ВН 110 кВ, 201,6 % от I<sub>ном</sub> Т2). Данная нагрузка подстанции превышает АДТН трансформатора Т2.

Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 превышает АДТН на время перевода нагрузки и ДДТН в ПАР.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующего Т2 на новый трансформатор мощностью не менее 23 МВА. Также по данным филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2018 году выполнены ПИРы по реконструкции ПС 110 кВ Вега с установкой трансформаторов 2х40 МВА вместо существующих 2х16 МВА. На данный момент оба трансформатора 2х40 закуплены филиалом АО «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», Т1 введен в работу на ПС 110 кВ Вега, Т2 находится на базе Обнинского участка.

Согласно утвержденной инвестиционной программе филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 14.12.2020 №12@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра и Приволжья», утвержденную приказом Минэнерго России от 14.12.2015 № 953, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 26.12.2019 № 34@») планируется замена Т2 ПС 110 кВ Вега с 16 МВА на 40 МВА по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Вега с заменой силового трансформатора Т-2 с 16 МВА на 40 МВА (Трансформаторная мощность 40 МВА)».

С учетом сказанного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т2 1х16 МВА на новый 1х40 МВА

### ПС 110/10 кВ Восток

На ПС 110/10 кВ Восток установлено два трансформатора мощностью 16 МВА.

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
T1	ТДН-16000/110	85,35	2011	16	80,3	1,25	1,5	1,45	1,35
T2	ТДН-16000/110	77,69	2011	16	80,3	1,25	1,5	1,45	1,35

Максимальная нагрузка T1 и T2 в период 2015-2019 годов составила 12,709 МВА (63,8 А по стороне ВН, 79,4% от I<sub>ном</sub>) и зафиксирована в летний контрольный замер 2019 года, при этом максимальная нагрузка в зимний период составила 12,008 МВА и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Восток в ПАР предусмотрен перевод 3,9 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 30 минутам (АДТН T1 и T2 составляет 145% от I<sub>ном</sub>).

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 14,097 МВт (10,91 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации) к ПС 110 кВ Восток. При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции в зимний период может составить 22,918 МВА (115,1 А по стороне ВН, 143,2 % от I<sub>ном</sub>). Данная загрузка на время перевода нагрузки не превышает АДТН T1 и T2.

Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 19,018 МВА (95,4 А по стороне ВН 110 кВ, 118,8% от I<sub>ном</sub>). Данная нагрузка не превышает ДДТН T1 и T2.

Учитывая вышесказанное, замена оборудования не требуется.

### ПС 110/10 кВ Денисово

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Денисово установлено 2 (два) силовых трансформатора мощностью 25 и 16 МВА.

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S <sub>ВН</sub> , МВА	S <sub>СН</sub> , МВА	I <sub>номВН</sub> , А	I <sub>номСН</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
									20 мин	2 часа	24 часа
T1	ТДТН-25000/110У1	88,1	2007	25	16,75	125,5	879,1	1,25	1,5	1,45	1,35
T2	ТДТН-16000/110У1	85,44	2007	16	-	80,3	-	1,25	1,5	1,45	1,35

При этом трансформатор Т1 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 2015-2020 годов составила 22,02 МВА (по стороне ВН – 110,7 А, 88% от  $I_{ном}$  Т1 и 137,9% от  $I_{ном}$  Т2; по стороне СН 10 кВ – 1157 А Т1, 131,6% от  $I_{ном}$ ) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2020 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Денисово в ПАР предусмотрен перевод 4,8 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 30 минутам (АДТН Т1 и Т2 составляет 145% от  $I_{ном}$ ). С учетом перевода нагрузки нагрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 17,22 МВА (по стороне ВН – 86,5 А 110 кВ, 68,9% от  $I_{ном}$  Т1 и 107,7 % от  $I_{ном}$  Т2; по стороне СН 10 кВ – 905 А Т1, 103% от  $I_{ном}$  Т1). Данная нагрузка подстанции не превышает АДТН трансформатора Т1 и Т2 в ПАР.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,05 МВт (2,37 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 24,39 МВА (по стороне ВН 110 кВ 122,6 А, 97,7% от  $I_{ном}$  Т1 и 152,7 % от  $I_{ном}$  Т2; по стороне СН 10 кВ – 1281,7 А, 145,8% от  $I_{ном}$  Т1). Данная нагрузка подстанции превышает АДТН трансформаторов Т1 и Т2 на время перевода нагрузки.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующих Т1 и Т2 на новые трансформаторы мощностью не менее 15,8 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Т.к. с учётом перспективной нагрузки нагрузка трансформаторов Т1 и Т2 в послеаварийном режиме будет превышать АДТН, рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 25+16 МВА на новые трансформаторы напряжением 110/10 кВ мощностью 2х25 МВА.

#### ПС 110/10 кВ Радищево

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/10 кВ Радищево установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
Т1	ТДН 16000/110	86,39	1976	16	80,3	1,115	1,2	1,2	1,1
Т2	ТДН 16000/110	75,58	1976	16	80,3	1,115	1,2	1,2	1,1

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 19,28 МВА (96,8 А по стороне ВН, 120,5% от  $I_{ном}$  Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Радищево в ПАР предусмотрен перевод 1,67 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 90 минутам (АДТН Т1 и Т2 для ближайшего большего времени перегрузки в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81, 120 минут, составляет 120% от  $I_{ном}$ ). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает АДТН на время перевода нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,881 МВт (0,418 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 19,7 МВА (98,9 А по стороне ВН 110 кВ, 123,1 % от  $I_{ном}$  Т2). Данная нагрузка подстанции превышает АДТН трансформаторов Т1 и Т2.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующих Т1 и Т2 на новые трансформаторы мощностью не менее 14,42 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 2х16 МВА на новые 2х16 МВА.

#### ПС 110/10 кВ Строительная

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

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
Т1	ТДН 10000/110	80,26	1977	10	50,2	1,115	1,2	1,2	1,1
Т2	ТДТНГ 10000/110	81,69	1977	10	50,2	1,115	1,2	1,2	1,1

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 10,653 МВА (53,48 А по стороне ВН, 106,5% от  $I_{ном}$ ) и зафиксирована зимний контрольный замер 2020 года. Данная нагрузка не превышает ДДТН трансформаторов Т1 и Т2 в ПАР.

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

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,32 МВт (0,516 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации) к ПС 110 кВ Строительная. При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 11,17 МВА (56,1 А по стороне ВН 110 кВ, 111,7% от  $I_{ном}$ ). Данная нагрузка превышает ДДТН трансформаторов Т1 и Т2 в ПАР.

Учитывая вышесказанное, рекомендуется замена существующих Т1, Т2 на новые трансформаторы мощностью не менее 8,94 МВА каждый. Ближайшим

большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 2х10 МВА на новые мощностью не менее 2х10 МВА (с учетом допустимой длительной перегрузки трансформаторов с возможным повышенным износом изоляции в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81).

В настоящий момент филиалом «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» для реконструкции данной ПС выполнены в полном объеме ПИРы по реконструкции ПС 110 кВ Строительная с заменой трансформатора Т1 и Т2 10 МВА на 16 МВА, планируется перекачка одного трансформатора с не загруженной ПС 110 кВ Крутицы (максимальная загрузка за последние 5 лет не превысила 2,6 МВА) и демонтируемого трансформатора с ПС Вега в 2021 году.

#### ПС 110/35/10 кВ Азарово

На ПС 110/35/10 кВ Азарово установлено три трансформатора, но Т4 включен не параллельно с Т1 и Т2, в связи с чем Т4 не участвует в расчётах загрузки Т1 (Т2) при отключении Т2 (Т1).

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
Т1	ТДТН-25000/110	74,24	1977	25	125,5	1,115	1,2	1,2	1,1
Т2	ТДТН-16000/110 1971	82,44	1960	16	80,3	1,115	1,2	1,2	1,1

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2015-2020 годов составила 17,15 МВА (86,1 А по стороне ВН, 68,6% от I<sub>ном</sub> Т1 и 107,2% от I<sub>ном</sub> Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Азарово в ПАР предусмотрен перевод 1,65 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 60 минутам. Величина аварийной перегрузки обмотки ВН Т1, Т2 продолжительностью 60 минут составляет 96,4 А / 120% I<sub>ном</sub> Т2. Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 не превышает АДТН на время перевода нагрузки и ДДТН в ПАР.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,16 МВт (0,26 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 17,41 МВА (87,4 А по стороне ВН 110 кВ, 108,8 % от I<sub>ном</sub> Т2). Данная нагрузка подстанции не превышает АДТН трансформатора Т2 на время перевода нагрузки.

Нагрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 на с учетом перевода составляет 15,76 МВА (79,12 А по стороне ВН 110 кВ, 98,5% от I<sub>ном</sub> Т2). Данная нагрузка не превышает ДДТН Т2 в ПАР.

С учетом сказанного замена оборудования не требуется.

### ПС 110/35/10 кВ Ворсино

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Ворсино установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
T1	ТДН – 10000/110	84,71	1978	10	50,2	1,115	1,2	1,2	1,1
T2	ТДТН – 10000/110	75,46	1987	10	50,2	1,115	1,2	1,2	1,1

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Ворсино в период 2015-2020 годов составила 16,28 МВА (81,7 А по стороне ВН, 161,8% от I<sub>ном</sub>) и зафиксирована 23.01.2019 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Ворсино в ПАР предусмотрен перевод 3,0 МВА нагрузки на другие центры питания, за 30 минут (АДТН T1 и T2 составляет 120% от I<sub>ном</sub>).

Класс напряжения трансформаторов ПС 110 кВ Ворсино T1 – 110/10 кВ, T2 – 110/35/10 кВ. Обмотки НН трансформаторов загружены неравномерно и составляют: T1 (10 кВ) – 7,47 МВА, T2 (35 кВ) – 5,95 МВА, T2 (10 кВ) – 2,86 МВА.

При аварийном отключении T2, нагрузка трансформатора T1 составит 10,33 МВА (51,6 А по стороне ВН 110 кВ, 102,9% от I<sub>ном</sub>), что не превышает ДДТН.

При аварийном отключении T1, нагрузка трансформатора T2 составит 16,28 МВА (81,7 А по стороне ВН, 161,8% от I<sub>ном</sub>), что превышает АДТН на время перевода нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,256 МВт (0,724 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации).

При аварийном отключении T2, нагрузка трансформатора T1 с учетом ТУ на ТП составит 11,054 МВА (55,5 А по стороне ВН 110 кВ, 108,4% от I<sub>ном</sub>), что не превышает ДДТН.

При аварийном отключении T1, нагрузка трансформатора T2 с учетом ТУ на ТП составит 17,004 МВА (85,36 А по стороне ВН, 170,1% от I<sub>ном</sub>), что превышает АДТН на время перевода нагрузки.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующего T2 на новый трансформатор мощностью не менее 11,2 МВА.

В настоящий момент филиалом «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» для реконструкции данной ПС выполнены в полном объеме ПИРы по реконструкции ПС 110 кВ Ворсино с заменой трансформатора T2 10 МВА на 25 МВА. Для установки на ПС 110 кВ Ворсино подготовлен трансформатор T2 мощностью 25 МВА, демонтированный с ПС 110 кВ Протва в 2018 году и замененный на новый трансформатор 40 МВА.

Согласно утвержденной инвестиционной программе филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (приказ Министерства

энергетики Российской Федерации от 14.12.2020 №12@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра и Приволжья» утвержденную приказом Минэнерго России от 14.12.2015 № 953, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 26.12.2019 № 34@») планируется замена Т2 ПС 110 кВ Ворсино с 10 МВА на 25 МВА по титулу «Реконструкция ПС-110/35/10 кВ Ворсино. Замена трансформатора Т2 10 МВА на 25 МВА для снятия ограничений. Калужская область, Боровский район».

С учетом сказанного рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т2 ПС 110 кВ Ворсино номинальной мощностью 1x10 МВА на силовой трансформатор номинальной мощностью 1x25 МВА.

### ПС 110/35/10 кВ Козельск

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Козельск установлено 2 (два) силовых трансформатора: Т1 марки ТДТН 10000/110, введенный в эксплуатацию в 1969 году, тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла), Т2 марки ТДТНГ 16000/110, введенный в эксплуатацию в 1981 году, тип системы охлаждения – Д (масляное охлаждение с дутьем и с естественной циркуляцией масла).

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
Т1	ТДТН 10000/110	79,58	1969	10	50,2	1,115	1,2	1,2	1,1
Т2	ТДТНГ 16000/110	70,08	1981	16	80,3	1,115	1,2	1,2	1,1

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 15,04 МВА (75,5 А по стороне ВН, 150,4% от I<sub>ном</sub> Т1) 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, за время равное 150 минутам (АДТН Т1 и Т2 для ближайшего большего времени перегрузки в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81, 240 минут, составляет 110% от I<sub>ном</sub>). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1 превышает АДТН на время перевода нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,920 МВт (0,427 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 15,467 МВА (77,6 А по стороне ВН 110 кВ, 154,7 % от I<sub>ном</sub> Т1). Данная нагрузка подстанции превышает АДТН трансформатора Т1 на время перевода нагрузки.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующего Т1 на новый трансформатор мощностью не менее 11,25 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА

Рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т1 ПС 110 кВ Козельск номинальной мощностью 1х10 МВА на силовой трансформатор номинальной мощностью 1х16 МВА.

#### ПС 110/35/10 кВ Космос

На ПС 110/35/10 кВ Космос установлено два трансформатора.

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН*, о.е	АДТН*, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
T1	ТДТН-16000/110/35/10	80,26	1991	16	80,3	1,25/1,115	1,5/1,2	1,45/1,2	1,35/1,1
T2	ТДТН-16000/110/35/10	81,69	1991	16	80,3	1,25/1,115	1,5/1,2	1,45/1,2	1,35/1,1

\* – в 2021 году срок службы указанных трансформаторов превысит 30 лет, ДДТН и АДТН после «/» соответствуют этому периоду

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2015-2020 годов составила 16,38 МВА (82,2 А по стороне ВН, 102,4% от I<sub>ном</sub>) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,619 МВт (0,360 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации) к ПС 110 кВ Космос. При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 16,74 МВА (84 А по стороне ВН 110 кВ, 104,6% от I<sub>ном</sub>). Данная загрузка не превышает ДДТН.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Космос в ПАР предусмотрен перевод 3,83 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 60 минут (в 2026 году АДТН Т1 и Т2 составит 120% от I<sub>ном</sub>). С учетом перевода нагрузки оставшегося в работе трансформатора может составить 12,91 МВА (64,8 А по стороне ВН 110 кВ, 80,7 % от I<sub>ном</sub>). Загрузка оставшегося в работе трансформатора не превышает ДДТН.

С учетом сказанного замена оборудования не требуется.

#### ПС 110/35/10 кВ Перемышль

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

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
T1	ТМТН 6300/110	81,54	2002	6,3	31,6	1,25	1,7	1,55	1,5
T2	ТДТН 10000/110	76,15	1979	10	50,2	1,115	1,2	1,2	1,1

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 7,12 МВА (35,7 А по стороне ВН, 113% и 71,2% от  $I_{ном}$  Т1 и Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2016 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Перемышль в ПАР предусмотрен перевод 0,96 МВА нагрузки, за время равное 30 минутам (АДТН Т1 и Т2 составляет 170% и 120% от  $I_{ном}$ ). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки не превышает АДТН и ДДТН в ПАР.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,602 МВт (0,134 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 7,254 МВА (36,4 А по стороне ВН 110 кВ, 115,1 % от  $I_{ном}$  Т1). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки не превышает АДТН и ДДТН в ПАР.

С учетом вышесказанного замена оборудования не требуется.

#### ПС 110/35/10 кВ Протва

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Протва установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
T1	ТДТН 40000/110	99,75	2018	40	200,8	1,25	1,50	1,45	1,35
T2	ТДТН 25000/110	73,11	1985	25	125,5	1,115	1,2	1,2	1,1

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 40,5 МВА (203,3 А по стороне ВН, 162 % от  $I_{ном}$  Т2) и зафиксирована в 28.02.2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Протва предусмотрен перевод 7,5 МВА нагрузки, за время равное 120 минутам (АДТН Т1 и Т2 составляет 145% и 120% от  $I_{ном}$ ). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 превышает АДТН на время перевода нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 5,33 МВт (1,178 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 41,678 МВА (209,2 А по стороне ВН 110 кВ, 166,7 % от  $I_{ном}$  Т1). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 на время перевода нагрузки превышает АДТН.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующего Т2 на новый трансформатор мощностью не менее 27,34 МВА. Ближайшим большим

стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 40 МВА

Рекомендуется выполнить замену существующего силового трансформатора Т2 ПС 110 кВ Протва номинальной мощностью 1х25 МВА на силовой трансформатор номинальной мощностью 1х40 МВА

В настоящий момент филиалом «Калугазэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» для реконструкции данной ПС выполнены в полном объеме ПИРы по реконструкции ПС 110 кВ Протва с заменой трансформатора Т2 25 МВА на 40 МВА. На данный момент трансформатор 40 МВА закуплен.

### ПС 110/35/6 кВ Черкасово

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/6 кВ Черкасово установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
T1	ТДТН 10000/110	79,51	1974	10	50,2	1,115	1,2	1,2	1,1
T2	ТДТНГ 10000/110	83,69	1974	10	50,2	1,115	1,2	1,2	1,1

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 13,27 МВА (66,6 А по стороне ВН, 132,7% от I<sub>ном</sub>) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Черкасово предусмотрен перевод 2,8 МВА нагрузки, за время равное 60 минут (АДТН Т1 и Т2 составляет 120% от I<sub>ном</sub>). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает АДТН на время перевода нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 5,75 МВт (1,278 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 14,548 МВА (73,03 А по стороне ВН 110 кВ, 145,5 % от I<sub>ном</sub>). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки превышает АДТН.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующих Т1 и Т2 на новые трансформаторы мощностью не менее 9,4 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 2х10 МВА на новые мощностью не менее 2х10 МВА (с учетом допустимой длительной перегрузки трансформаторов с возможным повышенным износом изоляции в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81)

### ПС 110/6 кВ Цветково

На ПС 110/6 кВ Цветково установлено три трансформатора мощностью 2x20 МВА и 40 МВА.

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	Ином, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
T1	ТДНГ-20000/110/6	88,75	1966	20	100,5	1,12	1,2	1,2	1,1
T2	ТДНГ-20000/110/6	76,65	1966	20	100,5	1,12	1,2	1,2	1,1
T3	ТРДН-40000/110/6	82,61	1966	40	200,8	1,12	1,2	1,2	1,1

Согласно Акту технического освидетельствования от 21.06.2018 требуется замена трансформаторов Т2 20 МВА на ПС 110 кВ Цветково по техническому состоянию без увеличения мощности. На рынке отсутствуют серийно выпускаемые трансформаторы мощностью 20 МВА, что потребует замену на трансформатор мощностью 25 МВА.

После реконструкции на ПС 110 кВ Цветково будет три трансформатора разных мощностей 20+25+40 МВА. В связи с чем для унификации и приведения схемы ПС к типовой предлагается реконструкция без увеличения трансформаторной мощности с заменой трансформаторов Т1 и Т2 2x20 на 1x40 МВА.

Согласно утвержденной инвестиционной программе филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 14.12.2020 №12@ «Об утверждении изменений, вносимых в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра и Приволжья», утвержденную приказом Минэнерго России от 14.12.2015 № 953, с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 26.12.2019 № 34@») планируется замена Т1 и Т2 ПС 110 кВ Цветково с 2x20 МВА на 1x40 МВА по титулу «Реконструкция ПС 110 кВ Цветково с заменой трансформаторов 2x20 МВА на 1x40 МВА (трансформаторная мощность 40 МВА)».

### ПС 110/10 кВ Промзона

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Промзона установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	ИТС	Год ввода	S, МВА	Ином, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
							20 мин	2 часа	24 часа
T1	ТРДН-40000/110-У1	100	2017	40	200,8	1,25	1,55	1,45	1,35

T2	ТРДН-40000/110-У1	100	2017	40	200,8	1,25	1,55	1,45	1,35
----	-------------------	-----	------	----	-------	------	------	------	------

Согласно данным АО «Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Калуга» в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявляемой мощностью 32 МВт (26 МВт из которых заявленная мощность ООО «Кроношпан» по 1 этапу набора мощности) к ПС 110 кВ Промзона. При этом расчетная нагрузка ПС 110 кВ Промзона может составить до 24,89 МВА, что не превысит ДДТН трансформаторов.

По данным АО «ОЭЗ ППТ «Калуга» имеются планы по увеличению производственных мощностей ООО «Кроношпан» и подача дополнительной заявки на суммарную заявленную мощность до 31 МВт.

Учитывая вышесказанное необходимость реализации мероприятий по развитию сети 110 кВ в районе ПС 110 кВ Промзона, обусловленных возможной реализацией технологического присоединения новых потребителей и сроки их реализации подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утверждёнными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

#### ПС 35/10 кВ Кудиново

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Кудиново установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 часов при возможности перевода
T1	ТМ-4000/35/10	1974	4	66	1,05	1,3
T2	ТМ-4000/35/10	1974	4	66	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 4,6 МВА (75,9 А по стороне ВН, 115% от I<sub>ном</sub>) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года. Данная перегрузка в ПАР превышает ДДТН трансформаторов Т1 и Т2.

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Кудиново не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,012 МВт (0,225 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 4,82 МВА (79,6 А по стороне ВН 110 кВ, 120,6 % от

$I_{ном}$ ). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки не превышает АДТН.

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Кудиново не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующего Т2 на новый трансформатор мощностью не менее 4,59 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА

Учитывая отсутствие возможности перевода и превышение ДДТН Т1 и Т2 в аварийном режиме, рекомендуется замена существующих Т1, Т2 на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА.

В настоящий момент филиалом «Калугазэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» для реконструкции данной ПС в 2019 г. выполнены в полном объеме ПИРы по реконструкции ПС 35 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т1 и Т2 2х4 МВА на 2х6,3 МВА, планируется установка трансформаторов, демонтируемых с ПС 35 кВ Остров.

### ПС 35/10 кВ Мятлево

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35 кВ Мятлево установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 часов при возможности перевода
Т1	ТМН-2500/35/10	2008	4,0	66,1	1,05	1,3
Т2	ТМН-2500/35/10	2008	4,0	66,1	1,05	1,3

При этом максимальная нагрузка рассматриваемой ПС 35 кВ по данным зимнего/летнего максимума и минимума нагрузок в дни контрольного замера 2018 года составила 2,23 МВА (зимний максимум).

Фактическая нагрузка ПС 35 кВ Мятлево в день контрольных замеров в период 2015–2020 годов составила:

- 2015 год – 1,77 МВА;
- 2016 год – 2,01 МВА;
- 2017 год – 1,28 МВА;
- 2018 год – 2,23 МВА,
- 2019 год – 1,57 МВА;
- 2020 год – 2,17 МВА.

Согласно данным филиала «Калугазэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в рамках реализации технических условий на технологическое присоединение и учитывая присоединяемую мощность по актам технологического присоединения за период после прохождения контрольного замера планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявляемой мощностью 1,806 МВт к ПС 35 кВ Мятлево. При этом расчетная нагрузка ПС 35 кВ Мятлево может составить до 3,498 МВА (57,7 А по стороне ВН 110 кВ, 87,4% от  $I_{ном}$ ), что не превышает ДДТН в ПАР.

Топология сети не позволяет осуществлять перевод нагрузки ПС 35 кВ Мятлево по сети 10 кВ на другие центры питания.

По данным администрации Износковского муниципального района планируется увеличение производственных мощностей в районе расположения ПС 35 кВ Мятлево на суммарную заявленную мощность 5,68 МВт до 2022 года.

При этом расчетная нагрузка ПС 35 кВ Мятлево с 2022 года может составить до 7,08 МВА (116,8 А по стороне ВН 35 кВ, 176,7 %  $I_{ном}$ ) по стороне ВН 35 кВ, что превышает АДТН в ремонтной схеме).

С учетом сказанного рекомендуется замена существующего Т2 на новый трансформатор мощностью не менее 6,74 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА.

С учетом вышеуказанного рекомендуется произвести замену трансформаторов с 2x4 МВА на 2x10 МВА в рамках осуществления заявителями процедур технологического присоединения в заявленном объеме.

### ПС 35/10 кВ Высокиничи

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Высокиничи установлено 2 (два) силовых трансформатора: Т1 марки ТМ-4000/35/10-68У1, введенный в эксплуатацию в 1976 году, тип системы охлаждения – М (естественное масляное охлаждение) и Т2 марки ТМ-4000/35/10-64У1, введенный в эксплуатацию в 1976 году, тип системы охлаждения – М (естественное масляное охлаждение).

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 часов при возможности перевода
Т1	ТМ-4000/35/10-68У1	1976	4	66	1,05	1,3
Т2	ТМ-4000/35/10-64У1	1976	4	66	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 5,85 МВА (96,5 А по стороне ВН, 146,2% от  $I_{ном}$  Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года. Данная перегрузка в ПАР превышает АДТН и ДДТН трансформаторов Т1 и Т2

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Высокиничи не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,073 МВт (0,461 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 6,31 МВА (104,9 А по стороне ВН 110 кВ, 157,7 % от  $I_{ном}$ ). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки превышает АДТН.

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Куудиново не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующих Т1 и Т2 на новые трансформаторы мощностью не менее 6 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 6,3 МВА

Учитывая отсутствие возможности перевода и превышение АДТН и ДДТН Т1 и Т2 в аварийном режиме и в ПАР, рекомендуется замена существующих Т1, Т2 на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА.

### ПС 35/10 кВ Коллонтай

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Коллонтай установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 часов при возможности перевода
T1	ТМ-6300/35/10	2014	6,3	103,9	1,05	1,3
T2	ТМ-4000/35/10	2014	4	66	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 7,66 МВА (126,4 А по стороне ВН, 191,5% от I<sub>ном</sub> Т2 и 121,6 % от I<sub>ном</sub> Т1) и зафиксирована зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 35/10 кВ Коллонтай предусмотрен перевод 1,2 МВА нагрузки, за время равное 120 минут. С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 6,46 МВА (106,6 А по стороне ВН 110 кВ, 161,5 % от I<sub>ном</sub>). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т2 превышает АДТН на время перевода нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,689 МВт (0,597 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 8,257 МВА (136,2 А по стороне ВН 110 кВ, 131,1% и 206,4 % от I<sub>ном</sub> Т1 и Т2). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки превышает АДТН и ДДТН в ПАР.

С учетом перевода нагрузки загрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 7,057 МВА (116,4 А по стороне ВН 110 кВ, 112% и 176,4 % от I<sub>ном</sub> Т1 и Т2). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает ДДТН в ПАР.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующего Т2 на новый трансформатор мощностью не менее 6,72 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА

Рекомендуется выполнить замену существующих силовых трансформаторов Т1 и Т2 на новые мощностью не менее 2х10 МВА

### ПС 35/10 кВ Недельная

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Недельная установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 часов при возможности перевода
T1	ТМН-2500/35/10-73У1	1974	2,5	41,2	1,05	1,3
T2	ТМ-2500/35/10	1974	2,5	41,2	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 3,534 МВА (58,3 А по стороне ВН 35 кВ, 141,5% от I<sub>ном</sub>) и зафиксирована 28.02.2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Недельная в ПАР предусмотрен перевод 0,36 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 60 минут. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 3,174 МВА (52,4 А по стороне ВН 35 кВ, 127% от I<sub>ном</sub>). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает АДТН на время перевода нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,12 МВт (0,249 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 3,78 МВА (62,35 А по стороне ВН 110 кВ, 151,3 % от I<sub>ном</sub> Т1 и Т2). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки превышает АДТН и ДДТН в ПАР.

Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 3,42 МВА (56,4 А по стороне ВН 35 кВ, 136,9% от I<sub>ном</sub>). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) превышает АДТН на время перевода нагрузки и ДДТН в ПАР.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующего Т2 на новый трансформатор мощностью не менее 3,26 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 4 МВА.

Учитывая превышение ДДТН Т1 и Т2 после перевода нагрузки на смежные ЦП в аварийном режиме, рекомендуется замена существующих Т1 и Т2 на трансформаторы мощностью 2х4 МВА.

### ПС 35/10 кВ Гончарово

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Гончарово установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 часов при

						возможности перевода
T1	ТМН-6300/35	1991	6,3	103,9	1,05	1,3
T2	ТМН-6300/35	1991	6,3	103,9	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2020 годов составила 7,08 МВА (116,78 А по стороне ВН 35 кВ, 112,4% от  $I_{ном}$ ) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2017 года. Данная перегрузка в ПАР превышает ДДТН Т1 и Т2.

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Гончарово в ПАР предусмотрен перевод 1,89 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 60 минут. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 5,19 МВА (85,6 А по стороне ВН 35 кВ, 82,4% от  $I_{ном}$ ). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает АДТН на время перевода нагрузки и ДДТН в ПАР.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,053 МВт (0,234 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 7,314 МВА (120,6 А по стороне ВН 110 кВ, 116,1 % от  $I_{ном}$  Т1 и Т2). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки не превышает АДТН.

Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 5,424 МВА (89,5 А по стороне ВН 35 кВ, 86,1% от  $I_{ном}$ ). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает АДТН на время перевода нагрузки и ДДТН в ПАР.

С учетом вышесказанного замена оборудования не требуется.

### ПС 35/10 кВ Остров

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Остров установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 часов при возможности перевода
T1	ТМ-6300/35/10	2014	6,3	103,9	1,05	1,3
T2	ТМН-6300/35/10	2014	6,3	103,9	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 6,24 МВА (102,9 А по стороне ВН, 99% от  $I_{ном}$ ) и зафиксирована 28.02.2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/6 кВ Остров не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания. Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,85 МВт на

ПС 35/10 кВ Остров (1,3 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 7,54 МВА (124,4 А по стороне ВН 110 кВ, 119,7 % от  $I_{ном}$  Т1 и Т2). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки не превышает АДТН и превышает ДДТН в ПАР.

С учетом сказанного рекомендуется замена существующего Т2 на новый трансформатор мощностью не менее 7,18 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 10 МВА

Учитывая отсутствие возможности перевода и превышение ДДТН Т1 и Т2 в ПАР, рекомендуется замена существующих Т1, Т2 на трансформаторы мощностью 2х10 МВА.

В настоящий момент филиалом «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» для реконструкции данной ПС в 2019 г. выполнены в полном объеме ПИРы по реконструкции ПС 35 кВ Остров с заменой трансформаторов Т1 и Т2 2х6,3 МВА на 2х10 МВА, идут торгово-закупочные процедуры.

#### ПС 35/10 кВ Текстильная

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Текстильная установлено 2 (два) силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 часов при возможности перевода
Т1	ТДНС-10000/35/10	1978	10	157,1	1,05	1,3
Т2	ТДНС-10000/35/10	1978	10	157,1	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 11,31 МВА (177,44 А по стороне ВН 35 кВ, 113% от  $I_{ном}$ ) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2019 года. Данная перегрузка в ПАР превышает ДДТН Т1 и Т2.

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Текстильная в ПАР предусмотрен перевод 1,61 МВА нагрузки на другие центры питания. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 9,7 МВА (152,2 А по стороне ВН 35 кВ, 96,9% от  $I_{ном}$ ). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает АДТН на время перевода нагрузки и ДДТН в ПАР.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,233 МВт на ПС 35/10 кВ Текстильная (0,052 МВА – полная мощность с учетом коэффициентов реализации). При этом с учетом коэффициентов реализации ТУ на ТП перспективная нагрузка данной подстанции может составить 11,362 МВА (178,3 А по стороне ВН 110 кВ, 113,5 % от  $I_{ном}$  Т1 и Т2). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) на время перевода нагрузки не превышает АДТН.

Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 9,752 МВА (153 А по стороне ВН 35 кВ, 97,4% от  $I_{ном}$ ). Загрузка оставшегося в работе трансформатора Т1(Т2) не превышает АДТН на время перевода нагрузки и ДДТН в ПАР.

С учетом сказанного замена оборудования не требуется.

### **Выводы по результатам анализа отчетного потокораспределения основной электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области за отчетный год**

На основании проведенного анализа результатов расчетов электрических режимов в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на этапе 2020 года «узких мест» в электрической сети 110 кВ и выше не выявлено.

При этом в результате проведенного анализа результатов расчетов электрических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах установлено, что:

- уровни напряжений на шинах 110 кВ и выше станций и подстанций находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости;

- токовых перегрузок электросетевого оборудования в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области при единичных отключениях в нормальной схеме и при единичных отключениях в аварийных схемах не выявлено.

На основании результатов анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области для отчетного периода был определен перечень ЦП, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования свыше допустимого уровня нагрузки при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора и требуется увеличение трансформаторной мощности ЦП:

- ПС 110/35/10 кВ Белоусово – замена Т1 и Т2, 2х10 МВА на 2х16 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Вега – замена Т2, 1х16 МВА на 1х40 МВА (2021);
- ПС 110/10 кВ Денисово – замена Т1 и Т2, 25+16 МВА на 2х25 МВА;
- ПС 110/10 кВ Радищево – замена Т1 и Т2, 2х16 на 2х16 с улучшенными характеристиками ДДТН и АДТН
- ПС 110/10 кВ Строительная – замена Т1 и Т2, 2х10 на 2х10 с улучшенными характеристиками ДДТН и АДТН;
- ПС 110/35/10 кВ Ворсино – замена Т2, 1х10 МВА на 1х25 МВА (2021);
- ПС 110/35/10 кВ Козельск – замена Т1, 1х10 МВА на 1х16 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Протва – замена Т2, 1х25 МВА на 1х40 МВА (2021);
- ПС 110/35/6 кВ Черкасово – замена Т1 и Т2, 2х10 на 2х10 с улучшенными характеристиками ДДТН и АДТН;

Дополнительно требуется реконструкция ПС 35 кВ:

- ПС 35/10 кВ Кудиново – замена Т1 и Т2, 2х4 МВА на 2х6,3 МВА;
- ПС 35/10 кВ Высокиничи – замена Т1 и Т2, 2х4 МВА на 2х6,3 МВА;
- ПС 35/10 Мятлево – замена Т1 и Т2, 2х4 МВА на 2х10 МВА;
- ПС 35/10 кВ Коллонтай – замена Т2, 6,3+4 МВА на 2х10 МВА;
- ПС 35/10 кВ Недельная – замена Т1 и Т2, 2х2,5 МВА на 2х4 МВА;
- ПС 35/10 кВ Остров – замена Т1 и Т2, 2х6,3 МВА на 2х10 МВА.

## **ПС 220/10 кВ Войлово**

В настоящее время ПС 220 кВ Войлово присоединена отпайкой к ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная с отпайкой на ПС Войлово, установлен один трансформатор Т-1 160 МВА. В настоящее время к шинам 10 кВ ПС 220 кВ Войлово подключены энергопринимающие устройства ООО «Агро-Инвест» третьей категории надежности. В случае намерения технологического присоединения потребителей первой или второй категории технические решения по изменению схемы присоединения ПС 220 кВ Войлово и установке второго трансформатора и срок их реализации подлежат определению в рамках осуществления процедуры технологического присоединения в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утверждёнными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 № 861.

## **4. Основные направления развития электроэнергетики Калужской области**

### **4.1. Цели и задачи развития энергетики**

Промышленность Калужской области на период до 2026 года останется основным источником накопления ресурсного потенциала региона. Наиболее предпочтительными, с точки зрения развития региона, являются те производства, которые не разрушают среду, а используют ее потенциал. При этом показатели конкурентоспособности будут зависеть не столько от стандартных макроэкономических показателей, сколько от состояния среды жизни и качества человеческого капитала. Такие - нетрадиционные в рамках обычных экономических показателей - результаты могут быть достигнуты при условии формирования и запуска пространственно организованных кластеров.

Наилучшие перспективы на территории Калужской области ожидаются для формирования следующих потенциальных кластеров:

- кластер жизнеобеспечения и развития среды;
- автостроительный кластер;
- кластер авиационно-космических технологий полимерных композиционных материалов и конструкций;
- ИКТ-кластер;
- образовательный кластер;
- транспортно-логистический кластер;
- агропищевой кластер;
- кластер фармацевтики, биотехнологий и биомедицины;
- туристско-рекреационный кластер.

Наряду с вновь образуемыми кластерами на значительной части территории Калужской области сохранится существующая экономическая специализация.

Условиями успешной реализации проектов области является своевременное и качественное развитие электроэнергетики, сопровождаемое решением следующих задач:

- обеспечение надежного и безопасного энергоснабжения потребителей;
- эффективное использование топливно-энергетических ресурсов региона с учетом экологических требований;
- обеспечение снижения потерь в электрических сетях;
- способствование модернизации электроэнергетического комплекса с оптимизацией топливного баланса для повышения энергетической эффективности, обеспечения развития (конкурентоспособности) экономики и повышения качества жизни населения.

### **4.2. Прогноз потребления электроэнергии и мощности на 2021-2026 годы**

Прогноз потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Калужской области на 2021 - 2026 годы, представлен в таблице 16.

Таблица 16. Прогноз потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Калужской области в 2021 - 2026 годах

Наименование показателя, единица измерения	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Потребление электроэнергии в энергосистеме Калужской области, млн кВт·ч	6913	7199	7214	7259	7578	7800
Абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн кВт·ч	–	286	15	45	319	222
Прирост, %	–	4,1	0,2	0,6	4,4	2,9
Потребление мощности в энергосистеме Калужской области, МВт	1272	1275	1277	1277	1278	1400
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт	–	3	2	0	1	122
Прирост, %	–	0,2	0,2	0,0	0,1	9,5

Прогнозы потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Калужской области на 2021-2026 годы, представлены на рисунках 10 и 11.

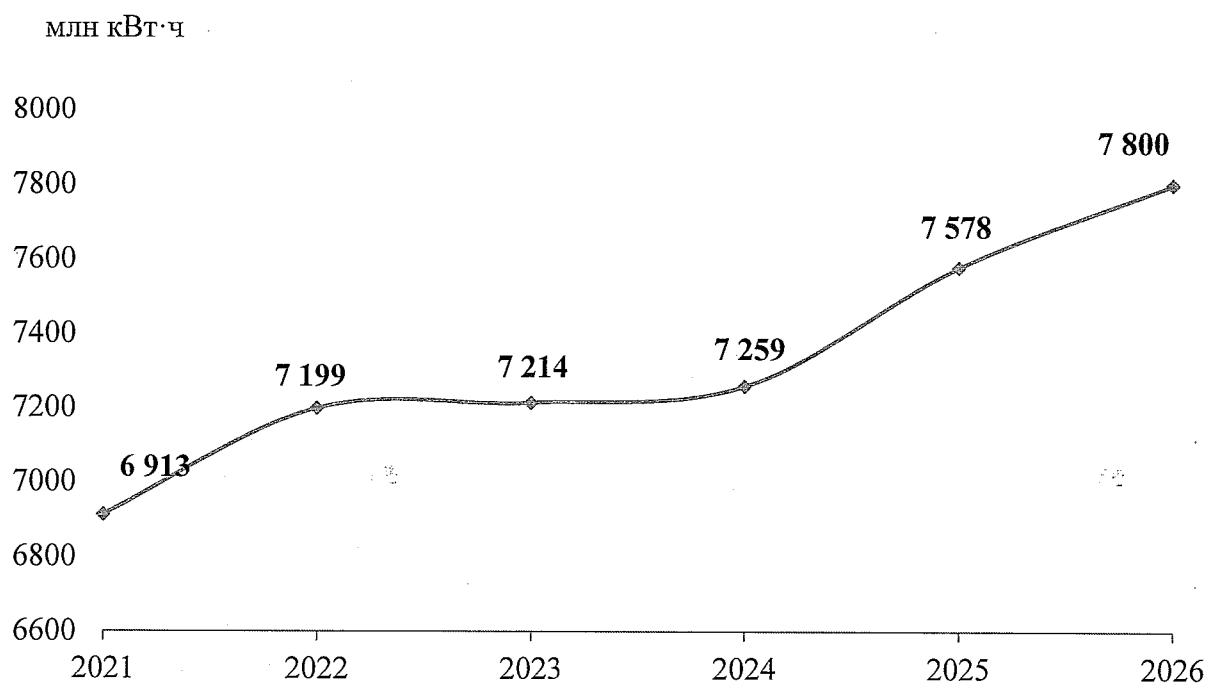


Рисунок 10. Прогноз потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области в 2021 – 2026 годах

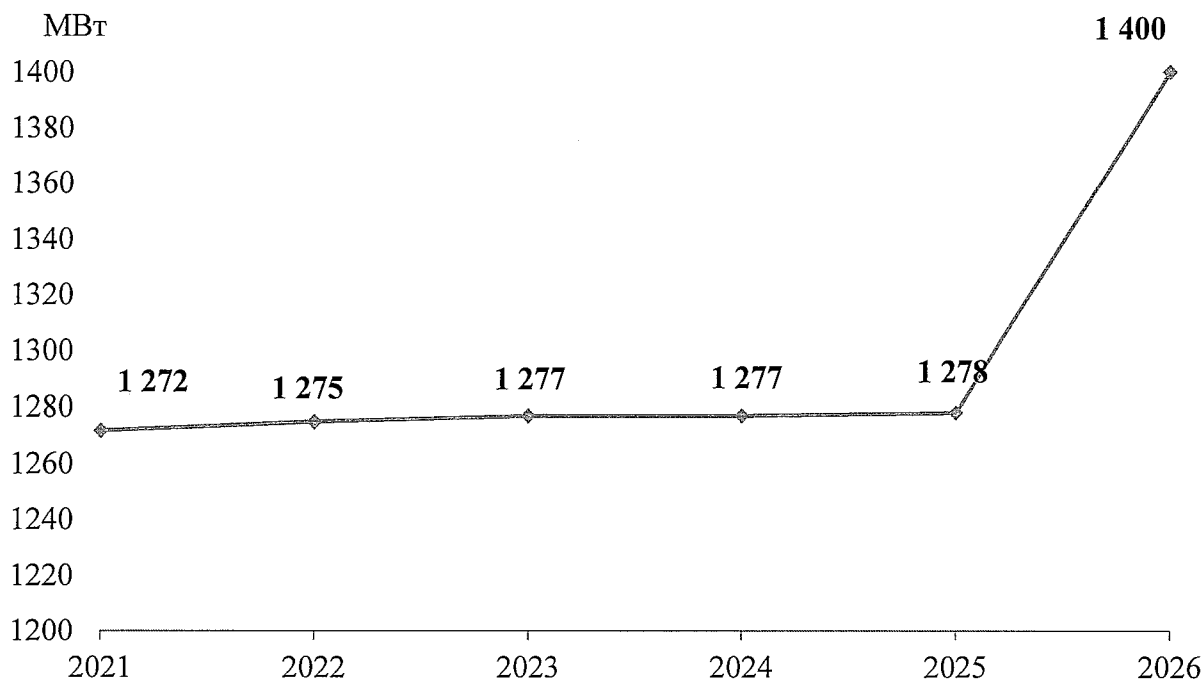


Рисунок 11. Прогноз потребления мощности в энергосистеме Калужской области в 2021 – 2026 годах

Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Калужской области, характеризуется среднегодовым темпом 2,6 % в 2021–2026 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2021-2026 годов составляет 887 млн кВт·ч. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2021-2026 годов составляет 128 МВт.

Максимальные значения мощности потребления, а также значения потребления электроэнергии по отдельным энергорайонам, приведены в таблицах 17 и 18 соответственно.

Таблица 17. Перспективные максимальные значения потребляемой мощности по отдельным энергорайонам Калужской области в зимний период, МВт

Энергорайон	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Калужский	408	409	409	409	409	418
Обнинский	534	534	536	536	536	643
Энергорайон ПС 220 кВ Электрон	32	33	34	34	34	35
Энергорайон ПС 220 кВ Литейная	190	191	191	191	191	195
Энергорайон ПС 220 кВ Протон	37	37	37	37	37	38
Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево	22	22	22	22	22	23
Энергорайон Думиничи- Хвостовичи	12	12	12	12	12	12

Таблица 18. Перспективные максимальные значения потребляемой электроэнергии по отдельным энергорайонам Калужской области в зимний период, млн кВт·ч

Энергорайон	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Калужский	2416	2419	2420	2424	2438	2503
Обнинский	3162	3157	3171	3177	3195	3850
Энергорайон ПС 220 кВ Электрон	189	194	203	202	203	209
Энергорайон ПС 220 кВ Литейная	1125	1129	1131	1132	1138	1167
Энергорайон ПС 220 кВ Протон	220	220	220	220	220	228
Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево	131	130	130	130	131	138
Энергорайон Думиничи- Хвастовичи	71	71	71	71	72	72

### 4.3. Планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт на 2021 - 2026 годы

На территории Калужской области не запланировано мероприятий с генерирующим оборудованием в рассматриваемый период 2021-2026 годов.

При этом, по предложениям собственников, предполагается, ввод трёх ПГУ-150 мощностью 150 МВт каждая на Балабановской ТЭЦ в 2024 году и ввод 1 ПГУ-370 мощностью 370 МВт на Калужской ТЭЦ-2 в 2025 году.

Согласно письму от 05.02.2021 № 61-ЕВ/105 от АО «Особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Калуга» (далее - АО «ОЭЗ ППТ «Калуга») «О направлении скорректированной заявки на ТП» на территории АО «ОЭЗ ППТ «Калуга» планируется осуществление технологического присоединения генерирующего оборудования установленной мощностью 20 МВт (2 ГТУ по 10 МВт каждая) на территории завод ООО «ХАЯТ КОНСЬЮМЕР ГУДС» в деревне Совьяки (Боровской муниципальный район). В настоящий момент, работы по разработке схемы выдачи мощности завершены. Идет процедура подписания договора и оформления ТУ на ТП.

Ввод данных генерирующих мощностей не учитывался при формировании перспективных балансов мощности и электроэнергии.

### 4.4. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 2021-2026 годы

Перспективный баланс мощности энергосистемы Калужской области на 2021-2026 годы представлен в таблице 19 и на рисунке 12.

Таблица 19. Перспективный баланс мощности энергосистемы Калужской области на 2021-2026 годы, МВт

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности					
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Потребность (собственный максимум)	1272	1275	1277	1277	1278	1400
Покрытие (установленная мощность)	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0
в том числе:						
ТЭС	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0

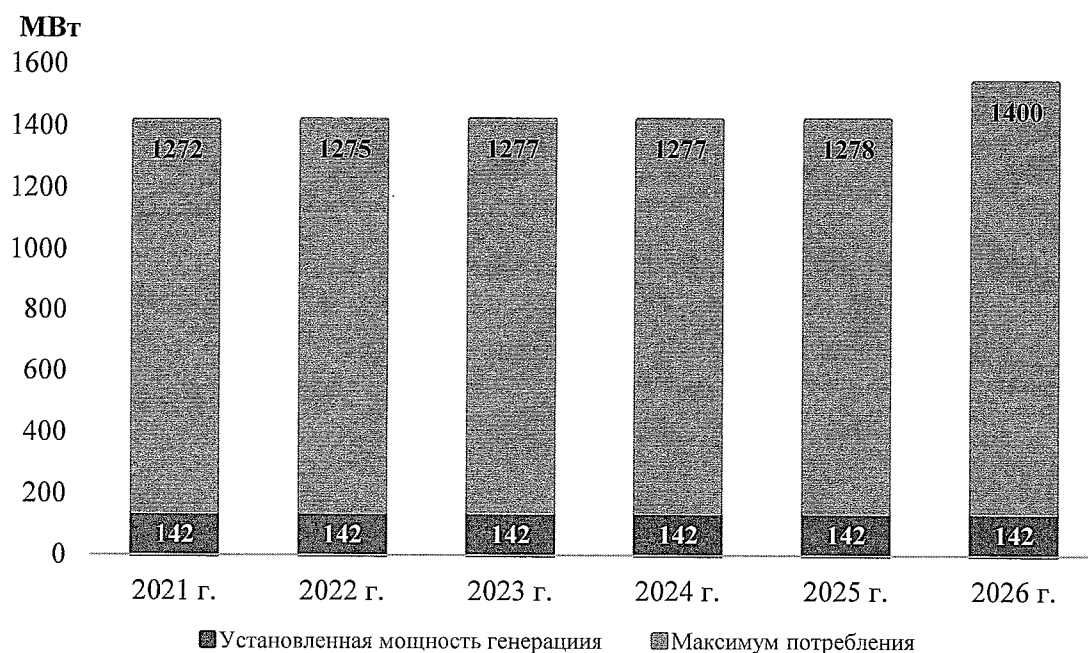


Рисунок 12. Перспективный баланс мощности энергосистемы Калужской области на 2021-2026 годы

Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2021-2026 годы представлен в таблице 20 и на рисунке 13.

Таблица 20. Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2021-2026 годы, млн кВт·ч

Наименование показателя	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч					
	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Потребление электроэнергии	6913	7199	7214	7259	7578	7800
Выработка электроэнергии	228	259	281	275	315	279
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	6685	6940	6933	6984	7263	7521

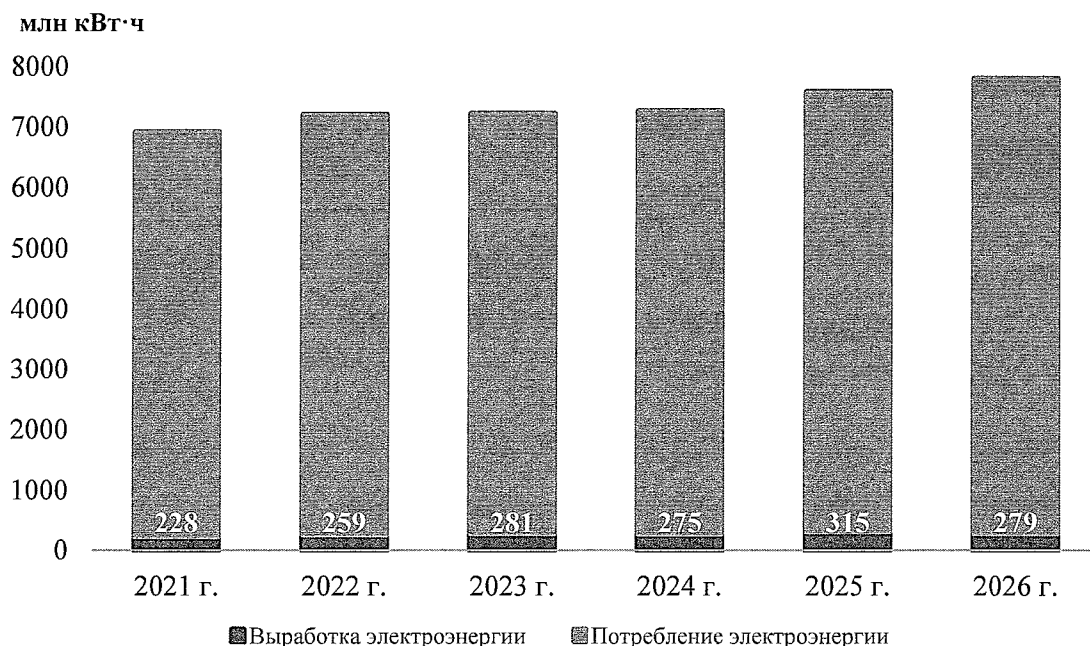


Рисунок 13. Перспективный баланс электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2021-2026 годы

Балансы мощности электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2021-2026 годы складываются с дефицитом. Дефицит планируется покрывать за счет сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

#### 4.5. Расчеты и анализ электроэнергетических режимов энергосистемы Калужской области

##### 4.5.1. Планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

Перспективные вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше энергосистемы Калужской области до 2026 года, а также вводы электросетевых объектов напряжением 110 кВ и ниже в соответствии с ТУ на ТП, учтенные в расчетных моделях, представлены в таблице 21.

При формировании поузловых прогнозов потребления, используемых при расчете перспективных электроэнергетических режимов в энергосистеме Калужской области, учитывается эффект совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятность набора заявленной максимальной мощности новых потребителей.

При формировании коэффициентов совмещения учтён конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению.

Таблица 21. Перечень объектов электросетевого строительства на территории энергосистемы Калужской области до 2026 года

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры		Год ввода	Заказчик	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВА			
1	Строительство ПС 500 кВ Обнинская с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 167 МВА со строительством ВЛ 500 кВ Калужская - Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км (1х14,2 км)	1х14,2 -	3х167	2026	ПАО «ФСК ЕЭС»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь))
2	Строительство двух ВЛ 220 кВ Обнинская - Созвездие ориентировочной протяженностью 93,76 км (2х46,88 км)	2х46,88	-	2026	ПАО «ФСК ЕЭС»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь))
	Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Созвездие на две линейные ячейки для подключения двух ВЛ 220 кВ Обнинская - Созвездие	-	-	2026	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь))
3	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА (1х180 МВА) и увеличением трансформаторной мощности с 380 МВА до 560 МВА	-	180	2022	ООО «НЛМК - Калуга»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь))

№ п/ п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры		Год вво да	Заказчик	Основание для выполнения мероприятия
		цепнос ть x км	МВ А			
7	Строительство новой ПС 110 кВ для питания потребителей ООО «Первый завод»		2x2 5	202 3	ООО «Первый завод»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающ их устройств ООО «Первый завод» к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго»
8	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Спутник – Кондрово с отпайками №2,3	2x6,5		202 3	филиал ПАО «МРСК Центра и Приволж ья»- «Калугаэ нерго»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающ их устройств ООО «Первый завод» к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - «Калугаэнерго»

#### 4.5.2. Определение перечня «узких мест»

С целью выявления «узких мест» в энергосистеме Калужской области, для перспективного периода 2021 – 2026 годов, выполнены расчеты установившихся электроэнергетических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и основных ремонтных схемах электрической сети.

Расчёты установившихся электроэнергетических режимов проведены с использованием программного комплекса «RastrWin».

При выполнении расчётов и анализа электрических режимов согласно ГОСТ Р 58670-2019 расчеты электроэнергетических режимов выполнены для следующих расчетных температурных условиях:

- режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 27°С;
- режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при расчетной температуре воздуха согласно ГОСТ Р 58670-2019 – плюс 5°С;
- режим летних максимальных нагрузок рабочего дня – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 25°С;
- режим летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 18°С.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

#### **Токковые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше**

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Калужской области в электрических режимах зимнего и летнего максимума нагрузок на период 2021 – 2026 годов параметры режима находятся в области допустимых значений.

Анализ результатов расчетов перспективных электрических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах энергосистемы Калужской области не выявил схемно-режимных ситуаций характеризующихся выходом параметров режима из области допустимых значений.

#### **Транзиты 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново (ПС 110 кВ Балабаново, ПС 110 кВ Обнинск, Обнинская ТЭЦ-1) – ПС 220 кВ Мирная при аварийных отключениях в единичных ремонтных схемах**

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в единичных ремонтных схемах выявил высокую токовую загрузку ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками, ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками и ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново в период экстремальных высоких температур на этапе 2026 г., а именно:

- при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с отпайками в схеме ремонта 2 скш 110 ПС 220 кВ Созвездие загрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками составит 457 А (101,5 % от  $I_{дтн}$ );

- при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с отпайками в схеме ремонта В-110 ВЛ 110 кВ Созвездие-Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие загрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками составит 457 А (101,5 % от  $I_{ддтн}$ );
- при аварийном отключении АТ-2 ПС 220 кВ Мирная в схеме ремонта 1 СШ 110 ПС 220 кВ Мирная загрузка ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново 454 А (100,8% от  $I_{ддтн}$ ), ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками 471 А (104,7% от  $I_{ддтн}$ ).

Для предотвращения превышения  $I_{ддтн}$  указанных ВЛ рекомендуется при подготовке ремонтной схемы перевод питания ПС 110 кВ Окружная и ПС 110 кВ Строительная на одностороннее питание от ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с отпайками.

**Транзиты 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново (ПС 110 кВ Балабаново, Обнинская ТЭЦ-1) – ПС 220 кВ Мирная при аварийных отключениях в двойных ремонтных схемах**

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в двойных ремонтных схемах в летний период максимальных и минимальных нагрузок при  $T_{нв} +18$  °С выявил превышение  $I_{ддтн}$  и  $A_{ддтн}$  электросетевых элементов 110 кВ транзитов ПС 220 кВ Созвездие – ПС 220 кВ Мирная на этапы 2021 – 2026 гг., в таблице 22 приведена максимальная токовая загрузка электросетевых элементов указанных транзитов на 2021 и 2026 гг.

Таблица 22. Токовая нагрузка электросетевого оборудования 110 кВ транзитов ПС 220 кВ Созвездие – ПС 220 кВ Мирная на этапах 2021 и 2026 годов при нормативных возмущениях в двойных ремонтных схемах для летних максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С

Отключаемый элемент 1	Отключаемый элемент 2	Отключаемый элемент 3	ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками		ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками		СВ-110 кВ ПС 110 кВ Русиново		ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ- 1 – Созвездие с отпайками		ВЛ 110 кВ Созвездие - Балабаново		
			2021	2026	2021	2026	2021	2026	2021	2026	2021	2026	
			I, А	I, А	I, А	I, А	I, А	I, А	I, А	I, А	I, А	I, А	I, А
			I/Иддтн, %	I/Иддтн, %	I/Иддтн, %	I/Иддтн, %	I/Иддтн, %	I/Иддтн, %	I/Иддтн, %	I/Иддтн, %	I/Иддтн, %	I/Иддтн, %	I/Иддтн, %
АТ-2 ПС 220 кВ Мирная	1 скш 110 ПС 220 кВ Созвездие	АТ-1 ПС 220 кВ Мирная	822	886	551	598	650	703	-	-	-	-	
			170,1	183,3	114	123,8	108,3	117,1	-	-	-	-	
АТ-2 ПС 220 кВ Мирная	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная	ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками	-	-	483,3	224	110	117	206	219	728	785	
			-	-	43,6	46,3	18,3	19,4	42,6	45,4	150,7	162,3	
АТ-1 ПС 220 кВ Мирная	2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная	ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново	358	380	-	-	188	199	595	643	-	-	
			74,1	78,6	-	-	31,3	33,2	123,2	133	-	-	

### **Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново – ПС 220 кВ Мирная при аварийном отключении в двойной ремонтной схеме**

Результаты расчетов двойных ремонтных схем в режиме летних максимальных нагрузок в период 2021-2026 годов при ТНВ +18 °С при отключении АТ-2 ПС 220 кВ Мирная в двойной ремонтной схеме 1 скш 110 ПС 220 кВ Созвездие и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная выявили загрузку свыше ДДТН и АДТН у следующих электросетевых элементов:

- ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками – 886 А (183,3% от  $I_{адтн}$ );
- ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками – 598 А (123,8% от  $I_{адтн}$ );
- СВ-110 кВ ПС 110 кВ Русиново – 703 А (117,1% от  $I_{адтн}$ ).

Для недопущения превышения ДДТН и АДТН рекомендуется в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 для ликвидации превышения АДТН указанных ВЛ произвести установку АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие с управляющими воздействиями на ОН в районе ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново – ПС 220 кВ Мирная в объеме 101,3 МВт: 12,5 МВт на ПС 110 кВ Русиново, 22,5 МВт на ПС Окружная, 19,6 МВт на ПС Денисово, 8 МВт на ПС Ворсино, 15,4 МВт на ПС Балабаново, 4,4 МВт на ПС Обнинск, 18,9 МВт на ПС Цветково. При этом состав отключаемой нагрузки и логику действия АОПО требуется определить при проектировании по соответствующему титулу.

### **Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Балабаново – ПС 110 кВ Обнинск – ПС 220 кВ Мирная**

Результаты расчетов двойных ремонтных схем в режиме летних максимальных нагрузок период 2021-2026 годов при ТНВ +18 °С при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками в двойной ремонтной схеме 1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-2 ПС 220 кВ Мирная выявили загрузку свыше ДДТН и АДТН:

- ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново – 785 А (162,3 % от  $I_{адтн}$ );
- ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново – 696 А (144 % от  $I_{адтн}$ );
- ВЛ 110 кВ Мирная - Обнинск с отпайкой на Доброе – 680 А (146,7% от  $I_{адтн}$ );
- секционная перемычка 110 кВ ПС 110 кВ Балабаново – 737 А (152,6% от  $I_{адтн}$ );
- СВ-110 ПС 110 кВ Обнинск – 693А (143,4% от  $I_{адтн}$ ).

Что бы снизить загрузку электросетевых объектов в рассматриваемой схемно-режимной ситуации необходима подготовка ремонтной схемы, а именно: перевод питания Т2 ПС 110 кВ Строительная от ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с отпайками и Т2 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная. С учетом подготовки ремонтной схемы загрузка электросетевых элементов составит:

- ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново – 711 А (147,2 % от  $I_{адтн}$ );
- ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново – 623 А (128,9 % от  $I_{адтн}$ );
- ВЛ 110 кВ Мирная - Обнинск с отпайкой на Доброе – 603 А (125,7 % от  $I_{адтн}$ );
- секционная перемычка 110 кВ ПС 110 кВ Балабаново – 664 А (137,5 % от  $I_{адтн}$ );

- СВ-110 ПС 110 кВ Обнинск – 620 А (128,4 % от  $I_{адтн}$ ).

Для недопущения превышения ДДТН и АДТН рекомендуется в соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 произвести установку на ПС 220 кВ Созвездие АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново с управляющими воздействиями на ОН в объеме 56,8 МВт: 19 МВт на ПС 110 кВ Белкино и ПС 110 кВ Радий, 36,8 МВт на ПС 110 кВ Белоусово и ПС 110 кВ Протва, 1 МВт на ПС 110 кВ Балабаново. При этом состав отключаемой нагрузки и логику действия АОПО требуется определить при проектировании в соответствующем титуле.

#### **Транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – Обнинская ТЭЦ-1 – ПС 220 кВ Мирная**

При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново в двойной ремонтной схеме 2 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Мирная и АТ-1 ПС 220 кВ Мирная в период максимальных нагрузок 2021-2026 годов при ТНВ +18 °С выявлены превышения ДДТН/АДТН следующих электросетевых объектов:

- ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с отпайками – 643 А (133 % от  $I_{адтн}$ );
- ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная – 549 А (113,6 % от  $I_{адтн}$ );
- СВ-110 Обнинская ТЭЦ-1 – 549 А (113,6% от  $I_{адтн}$ ).

Что бы снизить загрузку электросетевых объектов в рассматриваемой схемно-режимной ситуации необходима подготовка ремонтной схемы: перевод Т1 ПС 110 кВ Строительная и Т1 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками и перевод РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Созвездие в 12 положение:

- ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с отпайками – 551 А (113,9 % от  $I_{адтн}$ );
- ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная – 462 А (95,6 % от  $I_{адтн}$ );
- СВ-110 Обнинская ТЭЦ-1 – 462 А (95,6% от  $I_{адтн}$ ).

В соответствии с ГОСТ Р 58670-2019 для ликвидации превышения АДТН в дополнении потребуется произвести установку на ПС 220 кВ Созвездие АОПО ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ – Созвездие с отпайками с управляющими воздействиями на ОН в объеме 17 МВт на ПС 110 Белоусово и ПС 110 кВ Протва. Состав отключаемой нагрузки и логику действия АОПО требуется определить при проектировании в соответствующем титуле.

#### **Альтернативные мероприятия по усилению сети в транзитах 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново (ПС 110 кВ Балабаново, ПС 110 кВ Обнинск, Обнинская ТЭЦ-1) – ПС 220 кВ Мирная**

С учетом большого объема отключаемой нагрузки действием АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками был рассмотрен альтернативный вариант мероприятий по развитию сети и реконструкции электросетевого оборудования для недопущения выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений:

- замена провода ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками с АС-150 на АСТ-150 13,82 км, ( $I_{ддтн}$  для ТНВ +18°С составляет 1024 А);

- замена провода ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками с АС-150 на АСТ-150 24,08 км ( $I_{ддтн}$  для ТНВ +18°С составляет 1024 А);
- замена шин и ошиновки на ПС 110 кВ Русиново на АС-400;
- замена на ПС 110 кВ Русиново В-110 кВ ВЛ-Созвездие-Русиново с отпайкой на новые с ДДТН не менее 800 А (ограничивающим элементом является встроенный ТТ).

При этом в сложившейся схемно-режимной ситуации при данной реконструкции сохранится превышение ДДТН:

- кабельного участка ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново на участке от ПС 110 кВ Русиново до отпайки на ПС 110 кВ Денисово (817 А, 111,9% от  $I_{адтн}$  (730,3 А для ТНВ +18 °С));
- СВ-110 кВ ПС 110 кВ Русиново (703 А 117,1% от  $I_{адтн}$ ).

Для ликвидации превышения АДТН необходима при подготовке ремонтной схемы произвести следующие схемно-режимные мероприятия:

- перевести нагрузку Т2 ПС 110 кВ Ворсино на питание от Т1;
- перевести нагрузку Т1 ПС 110 кВ Денисово на питание от Т2;
- перевести нагрузку Т2 ПС 110 кВ Вега на питание от Т1;
- перевести нагрузку Т2 ПС 110 кВ Строительная на питание от Т1;
- перевести питание Т2 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная;
- перевести РПН АТ-2 ПС 220 кВ Созвездие в положение 12.

При данной подготовке ремонтной схемы с учетом предложенных мероприятий по реконструкции сетевого оборудования параметры режима не выходят за допустимую область.

С учетом большого объема отключаемой нагрузки действием АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново предлагается альтернативный вариант мероприятий по развитию сети и реконструкции электросетевого оборудования для недопущения выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений:

- замена провода ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново с АС-150 на АСТ-150 6,7 км, ( $I_{ддтн}$  для ТНВ +18°С составляет 1024 А);
- замена провода ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново с АС-150 на АСТ-150 16,8 км ( $I_{ддтн}$  для ТНВ +18°С составляет 1024 А);
- замена провода ВЛ 110 кВ Мирная - Обнинск с отпайкой на Доброе с АС-150 на АСТ-150 10,97 км ( $I_{ддтн}$  для ТНВ +18°С составляет 1024 А);
- на ПС 110 кВ Балабаново замена шин, ошиновки и секционной перемычки 110 кВ на АС-240;
- на ПС 110 кВ Балабаново ТТ, ВЧЗ и Р ВЛ 110 кВ Созвездие - Балабаново на новые с ДДТН не менее 800 А;
- на ПС 110 кВ Обнинск замена шин и ошиновки на АС-240;

С учетом предложенных мероприятий по реконструкции сетевого оборудования при подготовке ремонтной схемы (перевод питания Т2 ПС 110 кВ Строительная от ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с отпайками и Т2 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная) параметры режима не выходят за область допустимых значений.

С учетом объема отключаемой нагрузки действием АОПО ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ – Созвездие с отпайками предлагается альтернативный вариант мероприятий по развитию сети и реконструкции электросетевого оборудования для недопущения выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений:

- замена провода ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с отпайками с АС-150 на АСТ-150\* (18,97 км);
- замена шины и ошиновки на Обнинской ТЭЦ-1 на АС-185.

\* – с существующими опорами невозможно применение провода большего сечения. При замене на провод сечением 185 мм<sup>2</sup> и выше потребуются полная реконструкция линий с заменой опор, что приведет к удорожанию мероприятий.

При данной подготовке ремонтной схемы (перевод Т1 ПС 110 кВ Строительная и Т1 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками и перевод РПН АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Созвездие в 12 положение) с учетом предложенных мероприятий по реконструкции сетевого оборудования параметры режима не выходят за допустимую область.

В таблице 23 представлено сравнение капитальных затрат на реализацию мероприятий по установке АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками, ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново и ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ – Созвездие с отпайками и мероприятий по усилению существующей сети.

Таблица 23. Сравнение капитальных затрат на реализацию мероприятий

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Стоимость в ценах 1 кв. 2021 года, млн руб. без НДС
		цепность x км	
1.1	Установка на ПС 220 кВ Созвездие АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками	шкаф АОПО – 1 шт. ВЧ-обработка – 19 шт. ПРД – 4 шт. ПРМ – 10 шт.	91,14
1.2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками и ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново с отпайками с заменой провода с АС-150 на АСТ-150	1x13,82 1x24,08	56,10
	ПС 110 кВ Русиново замена шин и ошиновки на АС-400		0,16
	ПС 110 кВ Русиново замена В-110 кВ ВЛ-Созвездие-Русиново с отпайкой 600 А на 800 А		30,68
<b>Итого АОПО</b>			<b>91,14</b>
<b>Итого реконструкция сети:</b>			<b>86,94</b>
2.1	Установка на ПС 220 кВ Созвездие АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие –	шкаф АОПО - 2 шт. ВЧ-обработка - 3 шт.	19,3

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры	Стоимость в ценах 1 кв. 2021 года, млн руб. без НДС
		цепность x км	
	Балабаново и ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ – Созвездие с отпайками	ПРД - 3 шт.	
2.2	Реконструкция ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново с заменой провода АС-150 на АСТ-150	1x6,7	9,48
	Замена провода ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с АС-150 на АСТ-150	1x18,97	28,55
	Замена провода ВЛ 110 кВ Обнинск – Балабаново (16,8 км) с АС-150 на АСТ-150	1x16,8	22,88
	Замена провода ВЛ 110 кВ Мирная - Обнинск с отпайкой на Доброе (10,97 км) с АС-150 на АСТ-150	1x10,97	14,94
	ПС 110 кВ Балабаново замена шин, ошиновки и секционной перемычки 110 кВ на АС-240		0,12
	ПС 110 кВ Балабаново замена ТТ, ВЧЗ и Р ВЛ 110 кВ Созвездие - Балабаново на новые с ДДТН не менее 800 А		7,56
	ПС 110 кВ Обнинск замена шин ошиновки на АС-240		0,12
	Обнинская ТЭЦ-1 замена шин и ошиновки АС-185		0,1
<b>Итого АОПО</b>			<b>19,3</b>
<b>Итого реконструкция сети:</b>			<b>74,27</b>
<b>Всего по АОПО</b>			<b>110,17</b>
<b>Всего по реконструкции сети</b>			<b>161,21</b>

### Энергорайон ПС 220 кВ Литейная

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в двойных ремонтных схемах энергорайона ПС 220 кВ Литейная в летний период максимальных нагрузок при ТНВ +18 °С выявил возможность выхода параметров режима из области допустимых значений.

Так максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с отпайками на этапе 2026 года может составить 459 А (109,6% от  $I_{ддтн}$ ) при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Цементная – Дятьковская в двойной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Брянская – Литейная с отпайкой на ПС Войлово и ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная.

На ПС 220 кВ Цементная установлена АОПО ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с уставкой срабатывания 369 А в летний период для ТНВ +18 °С, действия 3-6 ступени АОПО направлены на ОН ПС 220 кВ Войлово, действие 7 ступени направлены отключение на ПС 220 кВ Литейная с запретом АПВ ВЛ 110 кВ Литейная – Центролит I, II цепь с отпайкой на ПС Промзона.

Действие 7 ступени АОПО позволит предотвратить превышения ДДТН загрузка ВЛ 110 кВ Цементная – Литейная с отпайками при данной схемно-режимной ситуации.

### **Энергорайон ПС 110 кВ Калуга**

Анализ результатов расчетов нормативных возмущений в двойных ремонтных схемах энергорайона ПС 110 кВ Калуга в летний период максимальных нагрузок при ТНВ +18°С выявил возможность выхода параметров режима из области допустимых значений.

Максимальная токовая загрузка ВЛ 110 кВ Калуга – Спутник II(I) цепь на этапе 2026 года может составить 473 А (112,8% от  $I_{ддтн}/I_{адтн}$ ) при аварийном отключении АТ-1 ПС 220 кВ Орбита в двойной ремонтной схеме АТ-2 ПС 220 кВ Орбита и ВЛ 110 кВ Калуга – Спутник I(II) цепь.

Для недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Калуга – Спутник II(I) цепь необходимо при подготовке ремонтной схемы выполнить следующие схемно-режимные мероприятия: замкнуть СВ-110 на ПС 110 кВ Железняки и отключить на ПС 110 кВ Калуга В-110 ВЛ 110 кВ Калуга – Дубрава.

## **4.6. Разработка предложений по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Калужской области**

### **на основании расчетов электрических режимов в энергосистеме Калужской области**

На основании результатов расчётов электрических режимов (п.4.5.2) энергосистемы Калужской области в период 2022 – 2026 годов выявлен ряд электросетевых элементов с превышением АДТН при нормативном возмущении в двойных ремонтных схемах. Для предотвращения выхода параметров режимов за область допустимых значений рекомендуются установка устройств АОПО на ПС 220 кВ Созвездие с управляющими воздействиями на отключение нагрузки транзитов ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Русиново – ПС 220 кВ Мирная, транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – ПС 110 кВ Балабаново – ПС 220 кВ Мирная и транзит 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие – Обнинская ТЭЦ-1 – ПС 220 кВ Мирная:

- АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново;
- АОПО ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ – Созвездие с отпайками;
- АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Балабаново.

### **на основании анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Калужской области**

На основании результатов анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на перспективный период 2022-2026 годов рекомендации по замене, ремонту или перекатке трансформаторного оборудования ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Калужской области сверх представленных

в п. 3.2 отсутствуют. В итоге, рекомендуется замена трансформаторного оборудования на следующих объектах:

- ПС 110/35/10 кВ Белоусово – замена Т1 и Т2, 2х10 МВА на 2х16 МВА;
  - ПС 110/35/10 кВ Вега – замена Т2, 1х16 МВА на 1х40 МВА;
  - ПС 110/10 кВ Денисово – замена Т1 и Т2, 25+16 МВА на 2х25 МВА;
  - ПС 110/10 кВ Радищево – замена Т1 и Т2, 2х16 на 2х16 с улучшенными характеристиками ДДТН и АДТН
  - ПС 110/10 кВ Строительная – замена Т1 и Т2, 2х10 на 2х10 с улучшенными характеристиками ДДТН и АДТН;
  - ПС 110/35/10 кВ Ворсино – замена Т2, 1х10 МВА на 1х25 МВА;
  - ПС 110/35/10 кВ Козельск – замена Т1, 1х10 МВА на 1х16 МВА;
  - ПС 110/35/10 кВ Протва – замена Т2, 1х25 МВА на 1х40 МВА;
  - ПС 110/35/6 кВ Черкасово – замена Т1 и Т2, 2х10 на 2х10 с улучшенными характеристиками ДДТН и АДТН;
- Дополнительно требуется реконструкция ПС 35 кВ:
- ПС 35/10 кВ Кудиново – замена Т1 и Т2, 2х4 МВА на 2х6,3 МВА;
  - ПС 35/10 кВ Высокиничи – замена Т1 и Т2, 2х4 МВА на 2х6,3 МВА;
  - ПС 35/10 кВ Мятлево – замена Т1 и Т2, 2х4 МВА на 2х10 МВА;
  - ПС 35/10 кВ Коллонтай – замена Т2, 6,3+4 МВА на 2х10 МВА;
  - ПС 35/10 кВ Недельная – замена Т1 и Т2, 2х2,5 МВА на 2х4 МВА;
  - ПС 35/10 кВ Остров – замена Т1 и Т2, 2х6,3 МВА на 2х10 МВА.

#### **4.7. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на перспективу до 2026 года**

В работе произведен анализ балансов реактивной мощности для электрических сетей энергосистемы Калужской области, а также определена необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше.

Результаты расчета баланса реактивной мощности для периода зимних максимальных, зимних минимальных, (температура окружающей среды минус 27 °С) а также летних максимальных (температура окружающей среды плюс 25 °С) и летних минимальных (температура окружающей среды плюс 18 °С) нагрузок 2021–2026 годов для энергосистемы Калужской области, представлены в таблице 24.

Расчет баланса реактивной мощности показал, что во всех рассмотренных режимах 2021 - 2026 годов в нормальной схеме электрической сети энергосистема Калужской области является сбалансированной по реактивной мощности. При этом в зависимости от рассматриваемых режимных условий (зимний или летний минимум, или максимум нагрузок) наблюдается изменение характера баланса реактивной мощности, с дефицитного в зимних режимах на избыточный в летних режимах. При этом расчет режимов нормальных, ремонтных и послеаварийных схем не выявил снижения/повышения напряжения на шинах станций и подстанций 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области ниже/выше допустимых пределов. Таким образом, дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в сети 110 кВ и выше не требуется.

Таблица 24. Баланс реактивной мощности энергосистемы Калужской области на период 2021–2026 годов

Показатель	2021 г.				2022 г.				2023 г.				2024 г.				2025 г.				2026 г.			
	зима макс	зима мин	лето макс	лето мин	зима макс	зима мин	лето макс	лето мин	зима макс	зима мин	лето макс	лето мин	зима макс	зима мин	лето макс	лето мин	зима макс	зима мин	лето макс	лето мин	зима макс	зима мин	лето макс	лето мин
Реактивная мощность нагрузки	369	353	320	244	371	354	322	245	373	356	323	246	373	356	323	246	373	356	323	246	393	381	349	247
Нагрузочные потери	467	479	126	102	468	479	126	102	469	479	126	102	469	479	126	102	469	479	126	102	483	491	133	104
в т.ч. потери в ЛЭП	340	394	74	78	340	394	74	78	341	394	74	78	341	394	74	78	341	394	74	78	358	408	80	81
потери в АТ	127	85	52	25	128	85	52	25	128	85	52	25	128	85	52	25	128	85	52	25	125	83	53	24
Потребление ШР	15	13	15	18	15	13	15	18	16	13	15	18	16	13	15	18	16	13	15	18	15	13	15	18
Потери в шунтах	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9
<b>Суммарное потребление реактивной мощности</b>	<b>859</b>	<b>853</b>	<b>469</b>	<b>372</b>	<b>862</b>	<b>854</b>	<b>471</b>	<b>373</b>	<b>865</b>	<b>857</b>	<b>472</b>	<b>375</b>	<b>865</b>	<b>857</b>	<b>472</b>	<b>375</b>	<b>865</b>	<b>857</b>	<b>473</b>	<b>375</b>	<b>899</b>	<b>893</b>	<b>505</b>	<b>378</b>
Генерация реактивной мощности электростанциям и, БСК	33	-27	1	-137	33	-26	2	-136	33	-26	2	-136	33	-26	2	-136	33	-26	2	-136	33	-18	11	-138
Зарядная мощность ЛЭП	473	490	490	514	473	490	489	514	473	490	490	515	473	490	490	515	473	490	490	515	496	515	515	543
<b>Суммарная генерация реактивной мощности</b>	<b>506</b>	<b>463</b>	<b>491</b>	<b>377</b>	<b>506</b>	<b>464</b>	<b>491</b>	<b>378</b>	<b>506</b>	<b>464</b>	<b>492</b>	<b>379</b>	<b>506</b>	<b>464</b>	<b>492</b>	<b>379</b>	<b>506</b>	<b>464</b>	<b>492</b>	<b>379</b>	<b>529</b>	<b>497</b>	<b>526</b>	<b>405</b>
<b>Внешний переток реактивной мощности</b>	<b>-353</b>	<b>-390</b>	<b>22</b>	<b>5</b>	<b>-357</b>	<b>-391</b>	<b>20</b>	<b>5</b>	<b>-359</b>	<b>-393</b>	<b>19</b>	<b>4</b>	<b>-359</b>	<b>-393</b>	<b>19</b>	<b>4</b>	<b>-359</b>	<b>-393</b>	<b>19</b>	<b>4</b>	<b>-369</b>	<b>-396</b>	<b>21</b>	<b>27</b>

#### 4.8. Сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ

На основании результатов анализа электроэнергетических режимов сети энергосистемы Калужской области был определен перечень объектов, на которых выявлено превышение загрузки оборудования сверх допустимых значений (Таблица 25. ).

Таблица 25. Перечень электросетевых объектов в энергосистеме Калужской области, на которых необходимо выполнить реконструкцию

№	Наименование объекта	Существующие параметры, марка/ МВА	Рекомендуемые параметры, марка/МВА
1	ПС 35/10 кВ Кудиново	2х4	2х6,3
2	ПС 35/10 кВ Мятлево	2х4	2х10
3	ПС 35/10 кВ Высокиничи	2х4	2х6,3
4	ПС 35/10 кВ Коллонтай	6,3+4	2х10
5	ПС 35/10 кВ Недельная	2х2,5	2х4
6	ПС 35/10 кВ Остров	2х6,3	2х10

**4.9. Существующие и планируемые к строительству генерирующие объекты, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется или осуществляется на розничных рынках.**

Генерирующие объекты, признанные квалифицированными генерирующими объектами, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии на розничном рынке электрической энергии на территории Калужской области отсутствуют.

**Планируемые к строительству объекты генерации, функционирующие на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках**

ООО «СОТЕК» в индустриальном парке «Ворсино» планирует в 2022 г. строительство генерирующего объекта, функционирующего на основе использования биогаза мощностью до 1 МВт (700 кВт) с привлечением собственных средств.

В таблице 26 приведены данные инвестиционного проекта ООО «СОТЕК» по строительству генерирующего объекта мощностью 700 кВт.

Таблица 26. Данные инвестиционного проекта ООО «СОТЕК»

Идентификационный номер генерирующего объекта	1/ВИЭ
Наименование организации	ООО «СОТЕК»
Планируемое местонахождение генерирующего объекта	индустриальный парк «Ворсино» Боровский район
Мощность	700 кВт
Вид генерирующего объекта	генерирующий объект, функционирующий на основе использования биогаза
Величина капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности	245 480 руб./кВт
Срок возврата инвестированного капитала	15 лет
Базовый уровень нормы доходности капитала	12%
Год, в котором проект был отобран на конкурсном отборе по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики региона	2018 год
планируемая дата ввода в эксплуатацию генерирующего объекта в соответствии с заявкой на участие в конкурсном отборе по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики региона	2022 год
Плановый размер постоянных эксплуатационных затрат на обслуживание 1 кВт установленной мощности	11 960 руб./кВт в год
Плановый размер переменных эксплуатационных затрат на выработку 1 МВт*ч произведенной электрической энергии	2 524 руб./МВтч
Цена на электрическую энергию (мощность), произведенную на основе использования возобновляемых источников энергии	14,15 руб./кВтч

#### **4.10. Предложения по корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше относительно актуальной редакции схемы и программы развития ЕЭС России**

Рекомендации по уточнению перечня электросетевых объектов ЕНЭС, включенных в актуальную редакцию СиПР ЕЭС России в рамках рассмотрения прогноза потребления мощности энергосистемы Калужской области в период 2022 – 2026 годов, а также корректировка сроков их ввода отсутствуют.

#### **4.11. Формирование перечня электросетевых объектов рекомендуемых к вводу**

В таблице 27 представлен перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии энергосистемы на территории Калужской области, рекомендуемых к вводу в период до 2026 года.

Таблица 27. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей, выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), а также для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии энергосистемы на территории Калужской области

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры			Год ввода	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВА	Мвар			
В соответствии с актуальной редакцией СиПР ЕЭС России							
1	Строительство ПС 500 кВ Обнинская с установкой автотрансформатора 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА с резервной фазой 1х167 МВА со строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Калужская - Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км (1х14,2 км)	1х14,2	501+167	–	2026	ПАО «ФСК ЕЭС»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь))
	Строительство двух ВЛ 220 кВ Обнинская - Созвездие ориентировочной протяженностью 93,76 км (2х46,88 км)	2х46,88	–	–	2026	ПАО «ФСК ЕЭС»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь))
2	Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Созвездие на две линейные ячейки для подключения двух ВЛ 220 кВ Обнинская - Созвездие	–	–	–	2026	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры			Год ввода	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВА	Мвар			
							электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» (II очередь)
3	Реконструкция ПС 220 кВ Метзавод с установкой трансформатора 220/35 кВ мощностью 180 МВА (1x180 МВА) и увеличением трансформаторной мощности с 380 МВА до 560 МВА	–	180	–	2022	ООО «НЛМК - Калуга»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «НЛМК-Калуга» к электрическим сетям ПАО «ФСК (II очередь)
В рамках реализации технологического присоединения по заключенным договорам							
4	Строительство ПС 110 кВ ООО «Первый завод» (новая ПС)	-	2x25	–	2023	ООО «Первый завод»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Первый завод» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
5	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Спутник-Кондрово с отпайками № 2 и ВЛ 110 кВ Спутник-Кондрово с отпайками № 3	2x6,5	-	-	2023	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры			Год ввода	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВА	Мвар			
							«Первый завод» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
В рамках расширения и реконструкции ПС 35 кВ и выше							
6	Реконструкция ПС 110 /10 кВ Белоусово с заменой трансформатора Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х10 до 2х16 МВА	–	2х16	–	Т1 – 2023 Т2 – 2024	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
7	Реконструкция ПС 110/10 кВ Денисово с заменой трансформаторов Т1 1х25 МВА без увеличения мощности и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 1х16 до 1х25 МВА	–	2х25	–	2026	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
8	Реконструкция ПС 110/35 /10 кВ Козельск с заменой трансформатора Т1 с увеличением трансформаторной мощности с 10+16 до 2х16 МВА	–	1х16	–	2023	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
9	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Черкасово с заменой трансформаторов Т1 и Т2 без увеличения трансформаторной мощности, на новые 2х10 (с улучшенными показателя ДДТН и АДТН)	–	2х10	–	2026	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
10	Реконструкция ПС 110/10 кВ Радищево с заменой трансформаторов Т1 и Т2 без	–	2х16	–	Т1 – 2022 Т2 – 2023	филиал «Калугаэнерго»	исключение превышения АДТН

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры			Год ввода	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВА	Мвар			
	увеличения трансформаторной мощности, на новые 2x16 (с улучшенными показателя ДДТН и АДТН)					ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	при отключении наиболее мощного трансформатора с учётом реализации ТУ на ТП
11	Реконструкция ПС 110/10 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т1 и Т2 без увеличения трансформаторной мощности, на новые 2x10 (с улучшенными показателя ДДТН и АДТН)	–	2x10	–	Т1 – 2024 Т2 – 2023	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
12	Реконструкция ПС 35/10 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2x4 до 2x6,3 МВА	–	2x6,3	–	2024	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
13	Реконструкция ПС 35/10 кВ Высокиниччи с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2x4 до 2x6,3 МВА	–	2x6,3	–	2023	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
14	Реконструкция ПС 35/10 кВ Коллонтай с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 6,3+4 МВА до 2x10 МВА	–	2x10	–	2026	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения АДТН при отключении наиболее мощного трансформатора с учётом реализации ТУ на ТП
15	Реконструкция ПС 35/10 кВ Недельная с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с	–	2x4	–	2026	филиал «Калугаэнерго»	исключение превышения ДДТН

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры			Год ввода	Организация, ответственная за реализацию проекта	Основание для выполнения мероприятия
		цепность х км	МВА	Мвар			
	увеличением трансформаторной мощности с 2х2,5 до 2х4 МВА					ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	при отключении наиболее мощного трансформатора
16	Реконструкция ПС 35/10 кВ Остров с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х6,3 до 2х10 МВА	–	2х10	–	2024	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора с учётом реализации ТУ на ТП
В рамках устранения «узких мест»							
17	Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие – Русиново с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие	–	–	–	2022	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	ликвидации мест с повышенной вероятностью выхода режима за область допустимых значений в энергосистеме
18	Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Созвездие - Балабаново на ПС 220 кВ Созвездие	–	–	–	2022		
19	Установка устройства АОПО ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Созвездие с отпайками на ПС 220 кВ Созвездие	–	–	–	2022		
В рамках замены оборудования по актам технического состояния							
20	Реконструкция ПС 110 кВ Цветково с заменой трансформаторов Т1, Т2 на один трансформатор без увеличения трансформаторной мощности подстанции с 2х20+40 на 2х40	–	1х40	–	2026	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	акт технического освидетельствования от 21.06.2018 Протокол ТС от 12.01.2021 г. № 10

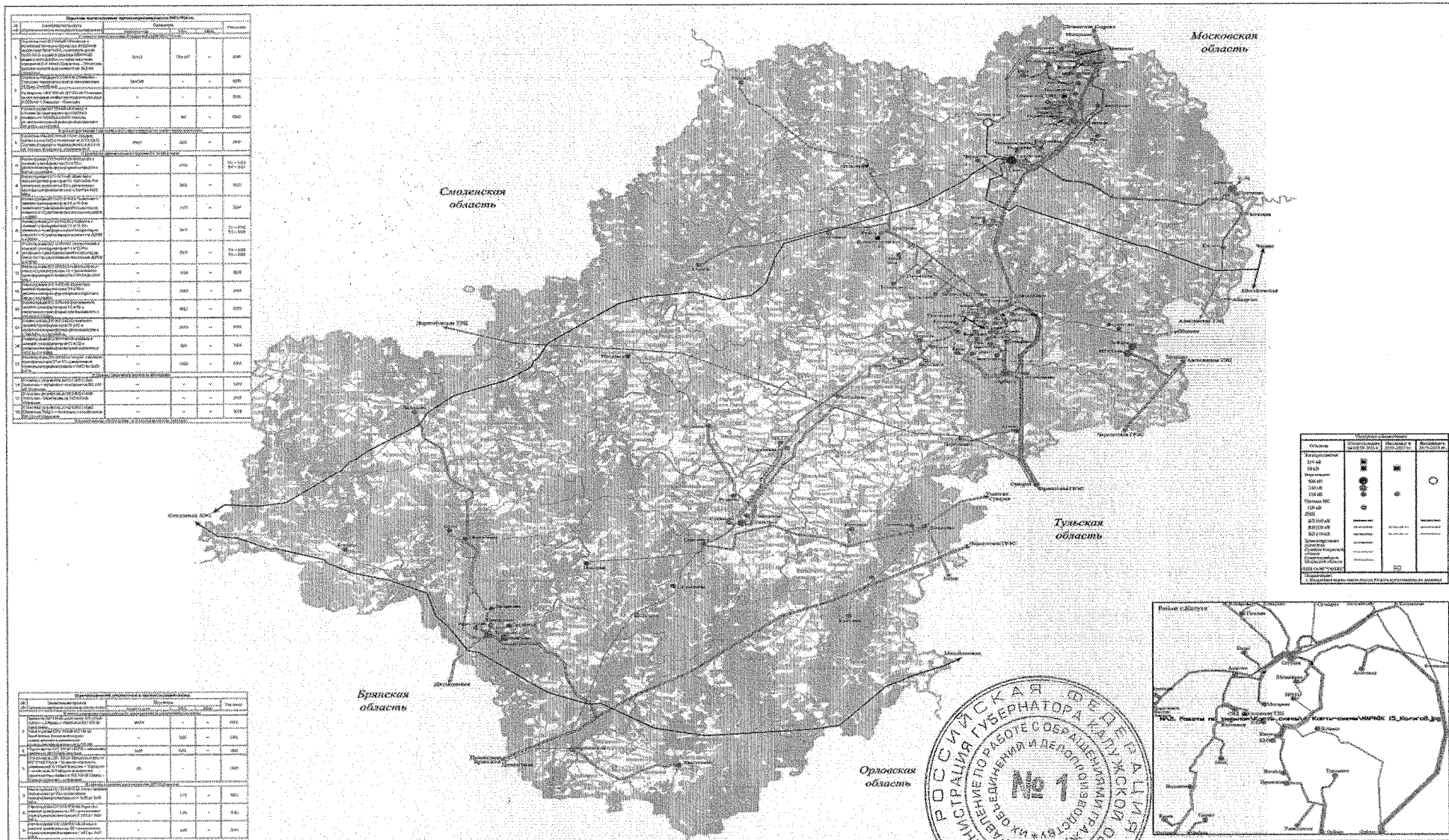
#### 4.12. Формирование сводных данных по развитию электрической сети напряжением 500 кВ и ниже

В таблице 28 представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением 500 кВ и ниже.

Таблица 28. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 500 кВ и ниже

Наименование	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
новое строительство					
ЛЭП 500 кВ, км	0	0	0	0	14,2
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	93,76
ЛЭП 110 кВ, км	0	13	0	0	0
ПС 500 кВ, МВА	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	200	0	0
ПС 110 кВ, МВА	0	50	0	0	0
Реконструкция					
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	0
ЛЭП 110 кВ, км	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	180	0	0	0	0
ПС 110 кВ, МВА	16	32	16	0	52
ПС 35 кВ, МВА	0	12,6	0	0	48

# 5. Карта-схема электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области до 2026 года



№	Наименование электростанции	Тип электростанции	Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию
1	Ворошиловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
2	Александровская ТЭС	ТЭС	300	1970
3	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
4	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
5	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
6	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970
7	Тульская ТЭС	ТЭС	1000	1970
8	Московская ТЭС	ТЭС	1000	1970
9	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
10	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
11	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
12	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970
13	Тульская ТЭС	ТЭС	1000	1970
14	Московская ТЭС	ТЭС	1000	1970
15	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
16	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
17	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
18	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970
19	Тульская ТЭС	ТЭС	1000	1970
20	Московская ТЭС	ТЭС	1000	1970
21	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
22	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
23	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
24	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970
25	Тульская ТЭС	ТЭС	1000	1970
26	Московская ТЭС	ТЭС	1000	1970
27	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
28	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
29	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
30	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970

№	Наименование электростанции	Тип электростанции	Мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию
1	Ворошиловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
2	Александровская ТЭС	ТЭС	300	1970
3	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
4	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
5	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
6	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970
7	Тульская ТЭС	ТЭС	1000	1970
8	Московская ТЭС	ТЭС	1000	1970
9	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
10	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
11	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
12	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970
13	Тульская ТЭС	ТЭС	1000	1970
14	Московская ТЭС	ТЭС	1000	1970
15	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
16	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
17	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
18	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970
19	Тульская ТЭС	ТЭС	1000	1970
20	Московская ТЭС	ТЭС	1000	1970
21	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
22	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
23	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
24	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970
25	Тульская ТЭС	ТЭС	1000	1970
26	Московская ТЭС	ТЭС	1000	1970
27	Смоленская ТЭС	ТЭС	1000	1970
28	Брянская ТЭС	ТЭС	1000	1970
29	Орловская ТЭС	ТЭС	1000	1970
30	Калужская ТЭС	ТЭС	1000	1970

Объект	Символ	Обозначение	Примечание
Электростанция	●	ЭЭС	
110 кВ	○	110 кВ	
330 кВ	○	330 кВ	
500 кВ	○	500 кВ	
Линия 110 кВ	—	110 кВ	
Линия 330 кВ	—	330 кВ	
Линия 500 кВ	—	500 кВ	
Линия 1500 кВ	—	1500 кВ	
Линия 2200 кВ	—	2200 кВ	
Линия 3300 кВ	—	3300 кВ	
Линия 4400 кВ	—	4400 кВ	
Линия 5500 кВ	—	5500 кВ	
Линия 6600 кВ	—	6600 кВ	
Линия 7700 кВ	—	7700 кВ	
Линия 8800 кВ	—	8800 кВ	
Линия 9900 кВ	—	9900 кВ	
Линия 11000 кВ	—	11000 кВ	
Линия 12100 кВ	—	12100 кВ	
Линия 13200 кВ	—	13200 кВ	
Линия 14300 кВ	—	14300 кВ	
Линия 15400 кВ	—	15400 кВ	
Линия 16500 кВ	—	16500 кВ	
Линия 17600 кВ	—	17600 кВ	
Линия 18700 кВ	—	18700 кВ	
Линия 19800 кВ	—	19800 кВ	
Линия 20900 кВ	—	20900 кВ	
Линия 22000 кВ	—	22000 кВ	
Линия 23100 кВ	—	23100 кВ	
Линия 24200 кВ	—	24200 кВ	
Линия 25300 кВ	—	25300 кВ	
Линия 26400 кВ	—	26400 кВ	
Линия 27500 кВ	—	27500 кВ	
Линия 28600 кВ	—	28600 кВ	
Линия 29700 кВ	—	29700 кВ	
Линия 30800 кВ	—	30800 кВ	
Линия 31900 кВ	—	31900 кВ	
Линия 33000 кВ	—	33000 кВ	
Линия 34100 кВ	—	34100 кВ	
Линия 35200 кВ	—	35200 кВ	
Линия 36300 кВ	—	36300 кВ	
Линия 37400 кВ	—	37400 кВ	
Линия 38500 кВ	—	38500 кВ	
Линия 39600 кВ	—	39600 кВ	
Линия 40700 кВ	—	40700 кВ	
Линия 41800 кВ	—	41800 кВ	
Линия 42900 кВ	—	42900 кВ	
Линия 44000 кВ	—	44000 кВ	
Линия 45100 кВ	—	45100 кВ	
Линия 46200 кВ	—	46200 кВ	
Линия 47300 кВ	—	47300 кВ	
Линия 48400 кВ	—	48400 кВ	
Линия 49500 кВ	—	49500 кВ	
Линия 50600 кВ	—	50600 кВ	
Линия 51700 кВ	—	51700 кВ	
Линия 52800 кВ	—	52800 кВ	
Линия 53900 кВ	—	53900 кВ	
Линия 55000 кВ	—	55000 кВ	
Линия 56100 кВ	—	56100 кВ	
Линия 57200 кВ	—	57200 кВ	
Линия 58300 кВ	—	58300 кВ	
Линия 59400 кВ	—	59400 кВ	
Линия 60500 кВ	—	60500 кВ	
Линия 61600 кВ	—	61600 кВ	
Линия 62700 кВ	—	62700 кВ	
Линия 63800 кВ	—	63800 кВ	
Линия 64900 кВ	—	64900 кВ	
Линия 66000 кВ	—	66000 кВ	
Линия 67100 кВ	—	67100 кВ	
Линия 68200 кВ	—	68200 кВ	
Линия 69300 кВ	—	69300 кВ	
Линия 70400 кВ	—	70400 кВ	
Линия 71500 кВ	—	71500 кВ	
Линия 72600 кВ	—	72600 кВ	
Линия 73700 кВ	—	73700 кВ	
Линия 74800 кВ	—	74800 кВ	
Линия 75900 кВ	—	75900 кВ	
Линия 77000 кВ	—	77000 кВ	
Линия 78100 кВ	—	78100 кВ	
Линия 79200 кВ	—	79200 кВ	
Линия 80300 кВ	—	80300 кВ	
Линия 81400 кВ	—	81400 кВ	
Линия 82500 кВ	—	82500 кВ	
Линия 83600 кВ	—	83600 кВ	
Линия 84700 кВ	—	84700 кВ	
Линия 85800 кВ	—	85800 кВ	
Линия 86900 кВ	—	86900 кВ	
Линия 88000 кВ	—	88000 кВ	
Линия 89100 кВ	—	89100 кВ	
Линия 90200 кВ	—	90200 кВ	
Линия 91300 кВ	—	91300 кВ	
Линия 92400 кВ	—	92400 кВ	
Линия 93500 кВ	—	93500 кВ	
Линия 94600 кВ	—	94600 кВ	
Линия 95700 кВ	—	95700 кВ	
Линия 96800 кВ	—	96800 кВ	
Линия 97900 кВ	—	97900 кВ	
Линия 99000 кВ	—	99000 кВ	
Линия 100000 кВ	—	100000 кВ	

