

## Губернатор Калужской области

# ПОСТАНОВЛЕНИЕ

17 апреля 2020 г.

№ 173

### Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Калужской области на 2021-2025 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 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),  
**ПОСТАНОВЛЯЮ:**

1. Утвердить схему и программу развития электроэнергетики Калужской области на 2021 - 2025 годы согласно приложению к настоящему постановлению.
2. Признать утратившим силу пункт 1 постановления Губернатора Калужской области от 26.04.2019 № 206 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Калужской области на 2020 - 2024 годы» с 1 января 2021 года.

Временно исполняющий обязанности  
Губернатора Калужской области



**В.В. Шапша**

УТВЕРЖДЕНА  
постановлением Губернатора  
Калужской области  
от 17.04.2020 № 173

### Условные сокращения и обозначения

АОПО – автоматика ограничения токовой перегрузки оборудования;  
АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения;  
АО – акционерное общество;  
АО(Н) – акционерное общество (непубличное);  
АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;  
АТ – автотрансформатор;  
АЭС – атомная электростанция;  
БСК – батарея статических конденсаторов;  
ВЛ – воздушная линия электропередачи;  
ВРП – валовой региональный продукт;  
ГРЭС – государственная районная электростанция;  
ГТУ – газотурбинная установка;  
ДДТН – длительно допустимая токовая нагрузка;  
ЕЭС – единая энергетическая система;  
ЗАО – закрытое акционерное общество;  
ЛЭП – линия электропередачи;  
ОАО – открытое акционерное общество;  
ООО – общество с ограниченной ответственностью;  
ОРУ – открытое распределительное устройство;  
ОЭЗ ППТ – особая экономическая зона промышленно-производственного типа;  
ПАО – публичное акционерное общество;  
ПС – электрическая подстанция;  
РДУ – региональное диспетчерское управление;  
РУ – распределительное устройство;  
СО – системный оператор;  
СШ – система шин;  
Т – трансформатор;  
ТГ – турбогенератор;  
ТП – технологическое присоединение;  
ТЭС – теплоэлектростанция;  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;  
ЦП – центр питания;  
ШР – шинный разъединитель;  
 $I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток;  
 $I_{\text{ном}}$  – номинальный ток.

## ВВЕДЕНИЕ

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Калужской области на 2021 - 2025 годы (далее – СиПРЭ Калужской области) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными 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).

Основными целями выполнения схемы и программы развития электроэнергетики (далее – СиПРЭ) Калужской области на 2021 - 2025 годы 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 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 2021 - 2025 годы по годам;

- разработка предложений по развитию электрической сети номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по энергосистеме Калужской области на 2021 - 2025 годы для обеспечения надежного функционирования в долгосрочной перспективе;

- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса.

СиПРЭ выполнена на основании (с учетом):

- генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2030 года;
- схемы и программы развития Единой энергетической системы России на период 2020 - 2026 годы (далее – СиПР ЭЭС России 2020 - 2026);
- сведений о заявках 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 действующих редакций инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и сетевых организаций.

## 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 01.01.2020 г. составляла 1000,07 тыс. чел., плотность населения 33,59 чел./км<sup>2</sup>, удельный вес городского населения: 76,92 %.

Административный центр области – город Калуга (численность населения на 01.01.2019 – 336,726 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.

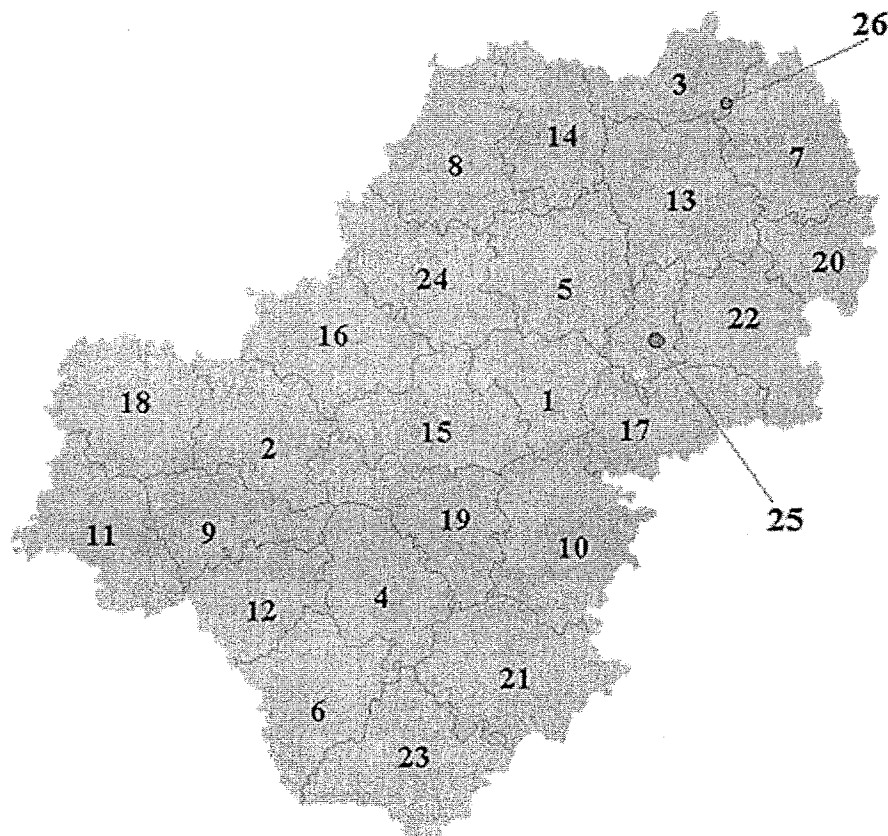


Рисунок 1. Административно-территориальное деление Калужской области



Таблица 1. Территория и население административных единиц Калужской области на 01.01.2019

№	Наименование района	Административный центр	Площадь, км <sup>2</sup>	Население, чел.
Муниципальные районы				
1	Бабынинский	посёлок Бабынино	846,6	18 306
2	Барятинский	село Барятино	1 110,3	5 946
3	Боровский	город Боровск	759,6	62 709
4	Думиничский	пгт Думиничи	1173,9	13 881
5	Дзержинский	город Кондрово	1 335,9	10 205
6	Жиздринский	город Жиздра	1 281,7	53 292
7	Жуковский	город Жуков	1 268,2	40 307
8	Износковский	село Износки	1 333,8	6 919
9	Кировский	город Киров	1 000,4	36 165
10	Козельский	город Козельск	1 522,7	7 793
11	Куйбышевский	посёлок Бетлица	1 243,0	41 784
12	Людиновский	город Людиново	954,5	49 598
13	Малоярославецкий	город Малоярославец	1 547,2	12 882
14	Медынский	город Медынь	1 148,4	11 876
15	Мещовский	город Мещовск	1 237,7	8 514
16	Мосальский	город Мосальск	1 320,4	13 277
17	Перемышльский	село Перемышль	1 156,0	7 143
18	Спас-Деменский	город Спас-Деменск	1 369,0	22 985
19	Сухиничский	город Сухиничи	1 232,7	15 117
20	Тарусский	город Таруса	714,6	7 112
21	Ульяновский	село Ульяново	1 655,9	18 076
22	Ферзиковский	посёлок Ферзиково	1 249,9	10 370
23	Хвастовичский	село Хвастовичи	1 413,3	10 630
24	Юхновский	город Юхнов	1 332,5	18 306
Городские округа				
25	Калуга	город Калуга	542,7	353 540
26	Обнинск	город Обнинск	43	118 151

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 Калужской 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 рек Волга (Ока с притоками Жиздра, Угра, Протва и др.) и Днепр (Болва, Ветьма, Снопоть и др.).

Река Ока, основа водной системы, начинается в Орловской области и на Калужскую землю поступает полноводной рекой с хорошо выраженной долиной. До областного центра река плавно несет свои воды в меридиональном направлении. Широкая, до 2-3 км, пойма характеризуется наличием многочисленных озер, стариц и системы надпойменных террас. В извилистом русле отчетливо прослеживаются плесы и перекаты. На отрезке от Калуги до города Алексин Ока меняет направление на широтное с запада на восток. Долина более узкая с высокими (до 60 м) и крутыми берегами. Ширина поймы сокращается до 200-300 м, а в пределах «Калужско-Алексинского каньона» – до нескольких метров. От Алексина до места впадения в Оку реки Протва – это опять полноводная равнинная река.

Крупные реки Калужской области – Угра, Жиздра, Болва, Протва. В области насчитывается 19 водохранилищ с полным объёмом более 1 млн куб.м каждое. Общий объём водохранилищ около 87 млн куб.м, из них 30 млн.куб.м в наиболее крупном – Ломпадь (Верхнее Людиновское) на реке Неполодь, кроме него значительные: Верхне-Кировское на реке Песочня, Брынское на реке Брынь (в г. Сухиничи и пос. Брынь), Милятинское на реке Большая Ворона (приток Угры в Брятинском районе) и Яченское водохранилище (на реке Яченке). Количество озёр в Калужской области невелико, среди них можно выделить озёра Бездон, Святое, Галкино, Безымянное, Сосновое (Брятинский, Дзержинский, Юхновский, Козельский, Жиздринский районы соответственно).

На территории Калужской области около 500 торфяных болот. Площадь большинства из них не превышает 100 га. Заболоченность области менее 1%. Болота на территории Калужской 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 2019 годы объём промышленного производства показал рост с 496,3 до 889 млрд рублей.

В регионе выпускаются: продукция лесопромышленного комплекса (бумага, картонная тара, древесностружечные и древесноволокнистые плиты, пакетная 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», Корпорация «Volvo Trucks Russia»);
- электрооборудование для транспортных средств (ПАО «КЗАЭ», АО «Автоэлектроника», ООО «НПП «АВТЭЛ»);
- турбины и турбогенераторы (ОАО «КТЗ»);
- 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 «Приборный завод «Сигнал»);
- тепловозы, машины и механизированный инструмент для ремонта и эксплуатации железнодорожных путей (АО «ЛТЗ», АО «Калугапутьмаш», АО «КЗ «Ремпутьмаш», ОАО «Калугатрансмаш»);
- измерительные приборы (ЗАО «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 чугунного, стального и цветного литья (АО «Кронтиф-Центр», ОАО «Кировский завод», АО «Спецлит»);
- выплавка стали, изготовление арматурного и фасонного проката (ООО «НЛМК-Калуга»);
- кабельная продукция (ООО «Калужский кабельный завод», АО Завод «Людиновокабель», АО «Трансвок»);
- выращивание сельскохозяйственных продуктов (ООО «Агро-инвест»).

### 1.1.1. Индустриальные парки и особая экономическая зона

Наибольшее влияние на развитие промышленного комплекса Калужской области оказало создание новых производств на территории особой экономической зоны промышленно-производственного типа «Калуга» и индустриальных парков.

Наиболее крупными из них являются: «Ворсино», «Грабцево», «Росва», «Калуга-Юг», промышленная зона «Детчино». Ниже представлено их описание.

### **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 Москвы 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.

Общая площадь индустриального парка составляет 2 046,8 га.

Свободно для размещения инвесторов – 1 063,8 га.

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);
- ЗАО «ЛГ Ореаль» (производство косметических средств);
- ООО «Кей Ти Эн Джи Рус» (табачная фабрика по производству сигарет);
- АО «Линде Газ Рус» (производство пищевых, промышленных и специальных газов);
- ООО «АстраЗенека Индастриз» (исследование, развитие и использование рецептурных препаратов);
- ОАО «Фрейт Вилладж Калуга» (логистический комплекс);
- ООО «МАЛЕ РУС» (поставщик мировой автомобильной промышленности);
- ООО «Омиа Урал» (производство молотого мрамора);
- ООО «Архбум тисью групп» (производство картона, упаковки, целлюлозы и ученических тетрадей);
- ООО «АйСиЭм Гласс» (производство пеностеклового щебня);
- ООО «АЭРОЛАЙФ» (строительство завода по производству фотокаталитических очистителей воздуха);
- ООО «Д.А. Рус» (производство пластмассовых и резинотехнических изделий);
- ООО «ОРАК» (производство инновационных декоративных синтетических молдингов и орнаментов);
- ООО «Сфера-Фарм» (производство медицинских инфузионных растворов);
- ООО ПО «Металлист» (производство водосточных систем и крепежных изделий);
- ООО «АКПЛАСТ» - (производство ПВХ панелей);
- ООО «КСС РУС» (логистический хаб по хранению и обработке полимеров).

### **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».

Статус индустриального парка присвоен 7 октября 2009 года.

Общая площадь индустриального парка составляет 687 га.

Свободно для размещения инвесторов 100 га.

Резидентами индустриального парка «Грабцево» являются:

- ООО «ФОЛЬКСВАГЕН Груп Рус» (производство автомобилей);
  - ООО «Фольксваген Компоненты и Сервисы» (производство двигателей);
  - Филиал АО «Магна Аутомотив Рус» (поставка систем и модулей пластмассовых деталей экстерьера для автомобильной промышленности);
  - ООО «Бентелер Аутомотив» - производство деталей подвески автомобилей. Открытие предприятия состоялось в 2010 г.;
  - ООО «СМРК Аутомотив Текнолоджи Ру» (производство деталей интерьера автомобилей);
  - ООО «Гестамп-Северсталь-Калуга» (производство штампованных деталей для кузовов легковых автомобилей).;
  - ООО «Япп Рус Автомобильные системы» (выпуск пластиковых топливных баков);
  - ООО «А-парк» (производственно-складской комплекс);
  - ООО «Северсталь-Гонварри-Калуга» (сервисный металлоцентр);
  - ООО «Фуяо Стекло Рус» (производство автомобильного стекла);
  - ЗАО «Берлин-Фарма» (фармацевтическое производство)
  - ООО «Ново Нордиск» (производство инсулина);
- Также на территории парка реализуются 2 проекта:
- АО «Международный аэропорт «Калуга»;
  - ООО «Антониус Медвизион Калуга-Скорая Помощь» – (оказание медицинских услуг).

### **Индустриальный парк «Росва»**

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

Статус индустриального парка присвоен 10 марта 2009 года.

Общая площадь парка составляет 719,6 га.

Свободно для размещения инвесторов 104,9 га.

Резидентами индустриального парка «Росва» являются:

- ООО «Пежо Ситроен Мицубиси Автомобили Рус» (производство автомобилей);
- ООО «ДжиИ Рус» (ремонт и техническое обслуживание компонентов газовых турбин);
- ООО «Форесия аутомотив девелопмент» (производство выхлопных систем);
- ООО «Форесия аутомотив девелопмент» (производство деталей интерьера);
- 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 «Биотехнологический комплекс «Росва» (комплекс глубокой переработки пшеницы (производство клейковины, глюкозно-фруктозного сиропа, коммерческого крахмала, кормовых добавок, моногидрата глюкозы, сорбита и аскорбиновой кислоты);

– АО «БазиС» (таможенно-логистический терминал «Росва»);

– ООО «Сибирский элемент Рента-К» (производство бетона и сухих смесей).

– ООО «Компания Технострой» – (автотранспортного предприятия с новейшей спецтехникой для обслуживания промышленных предприятий).

Кроме того, 1 предприятие находится в стадии реализации:

– ООО «ЭсТи-Фарм» - разработка и выпуск современных сердечно-сосудистых препаратов.

### **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.

Свободно для размещения инвесторов 12,85 га.

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 топливоподачей 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 промышленной зоны составляет 183,4 га.

Свободно для размещения инвесторов 104,2 га.

Резидентами индустриального парка «Детчино» являются:

– ООО «Этекс» (производство фиброцементных строительных материалов);

– ООО «Вольф Систем» (производство конструкций для сельхозсооружений и деревянных каркасно-панельных домов);

- (Калужский филиал) ООО «ЭкоНива-Техника» (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);
  - ОАО «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).
- Один проект находится в стадии реализации:
- ООО «Боган» - строительство завода по производству металлопрокатных изделий.

### **ОЭЗ ППТ «Калуга» площадка «Людиново»**

Людиновская площадка ОЭЗ ППТ «Калуга» 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 Людиновской площадки составляет 610 га.

Свободно для размещения резидентов 40 га.

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

- электроснабжение – 212 МВт (свободная мощность 85,5 МВт);
- водоснабжение – 10 000 м<sup>3</sup>/сутки (свободная мощность 70 м<sup>3</sup>/сутки);
- водоотведение – 8700 м<sup>3</sup>/сутки (свободная мощность 3400 м<sup>3</sup>/сутки);
- газоснабжение – 65,3 млн. м<sup>3</sup>/час (свободная мощность 8279 м<sup>3</sup>/час);
- ливневая канализация до 220 л/сек.

Наиболее крупными резидентами площадки оявляются:

- ООО «Агро-Инвест» - (круглогодичное выращивание овощей);
- ООО «Кроношпан Калуга» (производство плит МДФ и ХДФ);
- ООО «Алхимет» - (производство метизной продукции);
- ООО «Деко Групп» - (производство обоев);
- ООО «Инвестпромстрой» (производство мелющих шаров);
- ООО «Базис» (производство эластичных медицинских изделий).

### **Площадка «Боровск»**

Боровская площадка ОЭЗ ППТ «Калуга» 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 Боровской площадки составляет 369 га.

Свободно для размещения резидентов 41,4 га

В настоящее время площадка 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.

Наиболее крупными резидентами площадки являются:

- ООО «Рефкул» - (производство климатического и холодильного оборудования);
- ООО «Ти Эйч Милк Индустри» - (производство молочной продукции);
- АО «БиоРИМ» - (производство жидких и твердых лекарственных форм);
- ООО «Мир-Фарм» - (производство плит лекарственных средств);
- ООО «Натюрэль» - (производство парфюмерно-косметической продукции);
- АО «ВАКТЕК» - (производство металлообрабатывающего инструмента)

### 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 2019 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: «Хемофарм», «Берлин-Фарма», «ФармВИЛАР», «НиарМедик Фарма» и «АстраЗенекаИндастриз». Центром научных исследований является наукоград 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 «ОНПП «Технология» и др.

### **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 «Nestle Россия», ООО «Инвест Альянс», ООО «Итера», ОАО «Обнинский мясокомбинат», ООО «ПК Обнинские молочный завод» - филиал ОАО «Вимм-Билль-Данн» 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 (ОАО «Ермолино», ОАО «Руно»);
- производство одежды (ОАО «Сухиничская швейная фабрика», ООО «Людиновская швейная компания», ООО «Юхновская швейная фабрика»);
- производство обуви, изделий из кожи (ОАО «Калужская обувная фабрика «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.

– ГАУ КО «Агентство развития бизнеса» – Государственный оператор по консультированию по вопросам коммерческой деятельности и управления. Сопровождение бизнеса в получении исходно-разрешительной документации, мер государственной поддержки, привлечении финансирования, а также продвижении продукции на внешних и внутренних рынках

### **1.3. Строительство**

В 2019 году на территории Калужской области введено в эксплуатацию 864 тыс. м<sup>2</sup> жилой площади, что составляет 109,75 % к 2018 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, Московской, Смоленской, Рязанской и Тульской областей.

В таблице 2 представлены основные показатели работы ОЭС Центра и энергосистемы Калужской области за 2019 год.

Таблица 2. Основные показатели работы ОЭС Центра и энергосистемы Калужской области за 2019 год

Показатель	ОЭС Центра	Энергосистема Калужской области	Доля энергосистемы Калужской области, %
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	241946	6821	2,82
Максимальное потребление энергосистемы, МВт*	37189	1030	2,77
Установленная электрическая мощность электростанций, МВт**	53548,6	142,028	0,27
Выработка электроэнергии, млн кВт·ч	236314	285	0,12

\*- потребление на час максимума ОЭС Центра в 2019 г.;

\*\* - установленная электрическая мощность электростанций на 31.12.2019;

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

- 2,82 процента потребления электроэнергии ОЭС Центра;
- 2,77 процента участия в максимуме потребления ОЭС Центра;
- 0,27 процента установленной мощности электростанций ОЭС Центра;
- 0,12 процента 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 – 821,6 МВт, тепловая – 1753,6 Гкал/ч.

На территории Калужской области расположено производственное подразделение филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» - Калужская ТЭЦ, 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 ТЭЦ-1 используется природный газ.

### **ООО «Каскад-Энергосбыт»**

ООО «Каскад-Энергосбыт» специализируется на оказании услуг на рынке электроэнергии. Установленная электрическая мощность ГПЭС БТ п. Воротынк 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.

### **ОАО «Калужский турбинный завод»**

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

### **ООО «Новокондровская ТЭЦ»**

ООО «Новокондровская ТЭЦ» осуществляет производство тепловой и электрической энергии для нужд потребителей региона. Установленная электрическая мощность Новокондровской ТЭЦ составляет 12 МВт и установленная тепловая мощность - 136,5 Гкал/час.

### **2.1.4. Характеристика электросетевых компаний**

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Калужской области и оказывающим услуги по передачи 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 «Калугазэнерго» 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»;

– ОАО «Калужский турбинный завод»;

– ПАО «Калужский двигатель»;

– ПАО «Агрегатный завод»;

– ПАО «Калужский завод автомобильного электрооборудования» (ПАО «КЗАЭ»).

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».

### 2.1.5. Характеристика сбытовых компаний

К субъектам электроэнергетики, действующим на территории Калужской области и являющимися поставщиками электроэнергии, 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»;
- АО «Мосэнергосбыт»;
- АО «Транссервисэнерго».

## 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 Калужской области за последние пять лет приведена в таблице 3.

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

Наименование показателя	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	6299,5	6592,9	6772,8	6921,3	6820,5
Абсолютный прирост электропотребления, млн кВт·ч	-	293,4	179,9	148,5	-100,8
Прирост, %	-	4,7	2,7	2,2	-1,4

Потребление электроэнергии энергосистемой Калужской области за 2019 год составило 6821 млн кВт·ч, что на 100,8 млн кВт·ч и на 1,4 % меньше, чем в 2018 году.

Потребление электроэнергии в Калужской области в 2019 году выросло относительно 2015 года на 521 млн кВт·ч или на 8,3 %.

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

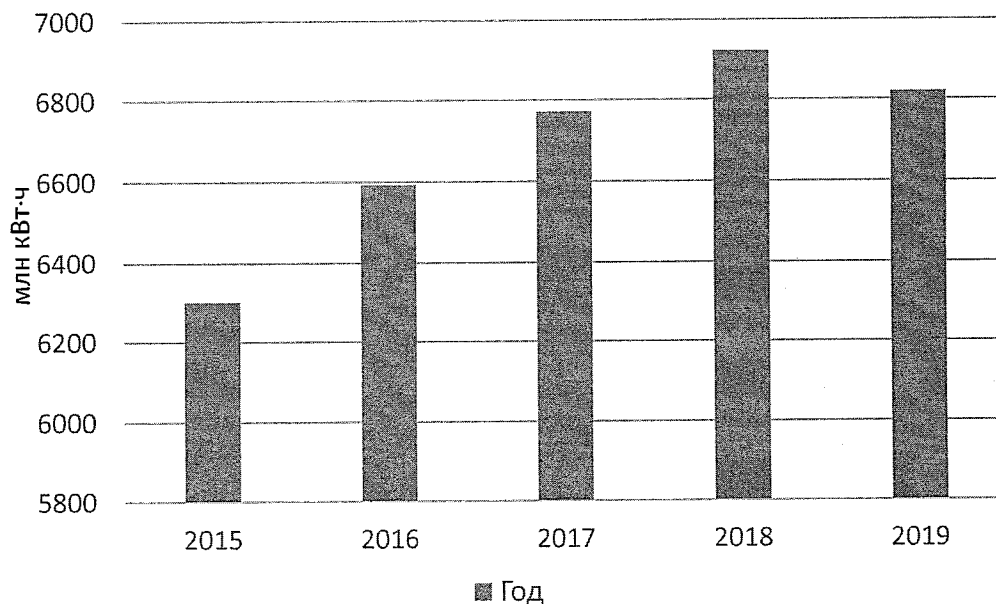


Рисунок 2. Динамика потребления электроэнергии в Калужской области за последние пять лет

Структура электропотребления по основным группам потребителей 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 Калужской области за период 2015-2018\* гг., млн кВт·ч

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

\* На момент выполнения работы органами государственной статистики данные по структуре электропотребления по группам потребителей за 2019 год не предоставлены.

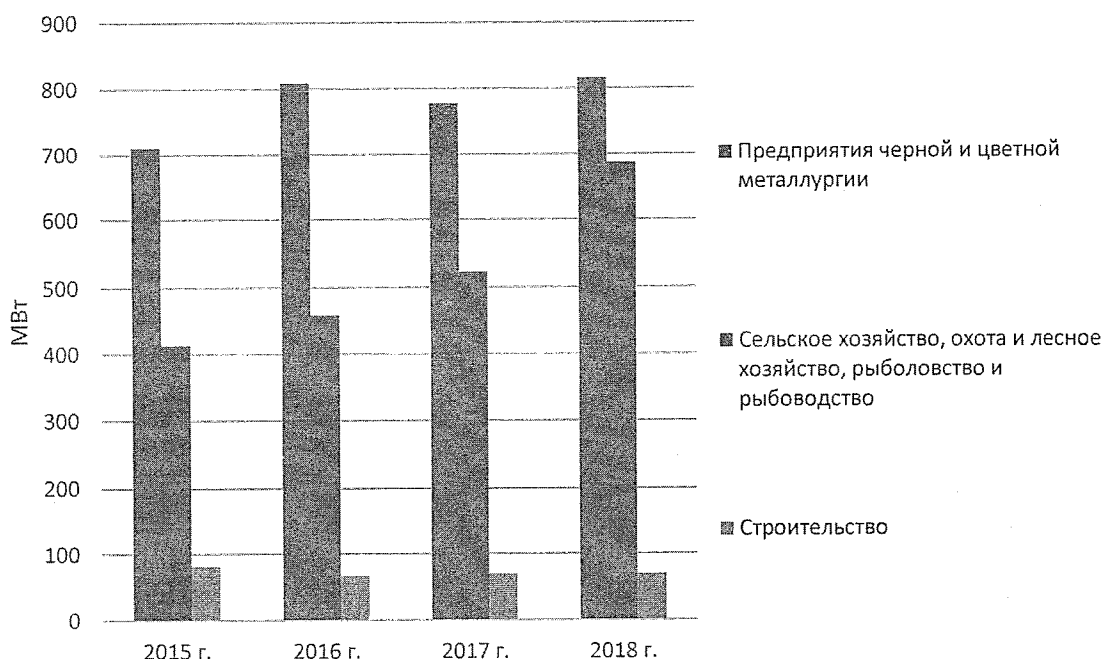


Рисунок 3. Структура электропотребления по основным группам потребителей Калужской области за 2015-2018 гг.

Как видно из представленной диаграммы, доминирующими потребителями 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. Перечень основных потребителей электрической энергии с указанием отчётных данных за 2015-2019 годы приведены в таблице 5.

Таблица 5. Основные потребители электроэнергии и мощности Калужской области

№	Наименование потребителя	Показ-ль	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
1	ООО «НЛМК-Калуга»	млн кВт·ч	678,96	796,57	794,54	835,44	691,45
		МВт	174,7	170,9	160,6	160,5	157,9
2	ОАО «РЖД»	млн кВт·ч	225,53	220,12	235,87	240,12	236,63*
		МВт	н/д	н/д	40,91	55,41	54,74*
3	ОАО «Холсим (Рус) СМ»	млн кВт·ч	144	139,8	166,9	187,00	197,30
		МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
4	ООО «Агро-Инвест»	млн кВт·ч	-	-	-	165,0	152,0
		МВт	-	-	-	36,0	56,0
5	ГП «Калужский областной водоканал»	млн кВт·ч	73,17	74,55	71,62	73,05	107,93
		МВт	н/д	н/д	2,21	2,28	5,567
6	ООО «Фольксваген Груп Рус»	млн кВт·ч	112,03	120,47	121,67	88,21	88,20
		МВт	23	23,29	23,32	23,16	24,38
7	НИЦ «Курчатовский институт» - ИФВЭ	млн кВт·ч	341,32	352,91	407,61	57,93	60
		МВт	57,75	46,09	86,02	51,1	50,36



№	Наименование потребителя	Показ-ль	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
8	ООО «ПСМА Рус»	млн кВт·ч	23,87	18,78	19,05	28,66	29,63
		МВт	5,17	4,84	5,4	5,39	5,95
9	АО «Кировская Керамика»	млн кВт·ч	33,79	31,66	31,76	36,32	35,63
		МВт	96,76	93,44	94,68	106,88	106,88
10	ПАО «Агрегатный завод»	млн кВт·ч	51,43	49,95	49,64	50,12	50
		МВт	13	н/д	8,58	8,57	8,28
11	ПАО «Калужский двигатель» (ПАО «КАДВИ»)	млн кВт·ч	31,98	31,85	32,33	30,48	29,99
		МВт	13,8	15,66	13,41	10,81	9,3
12	АО ОНПП «Технология»	млн кВт·ч	27,78	27,45	25,45	27,44	26,86
		МВт	5,52	5,78	5,68	5,91	5,52
13	МП «Теплоснабжение»	млн кВт·ч	26,87	27,1	27,1	25,55	25,32
		МВт	4,26	4,25	4,21	4,02	3,79
14	ООО «Агрисовгаз»	млн кВт·ч	22,11	21,1	23,98	23,35	24,47
		МВт	3,11	4,01	4,06	4,23	3,8
15	АО «Калугапутьмаш»	млн кВт·ч	21,66	21,29	22,14	24,22	23,98
		МВт	н/д	н/д	н/д	6,9	6,24
16	АО «ГНЦ РФ – Физико-энергетический институт имени А.И. Лейпунского» (АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»)	млн кВт·ч	23,62	22,85	21,55	21,28	19,04
		МВт	н/д	н/д	н/д	25,5	7
17	АО «ОТКЗ научно-исследовательский физико-химический институт имени Л.Я. Карпова»	млн кВт·ч	14,08	14,24	14,85	14,55	15,22
		МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
18	АО «Научно-производственное предприятие «Калужский приборостроительный завод «Тайфун»	млн кВт·ч	16,26	16,57	16,11	15,16	14,77
		МВт	4,17	4,14	3,91	3,86	4,68
19	ООО «ТРАНССТРОМИНВЕСТ»	млн кВт·ч	14,32	12,2	8,39	11,7	13,68
		МВт	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
20	АО «Людиновкабель»	млн кВт·ч	5,96	6,32	6,72	6,39	7,28
		МВт	1,3	1,4	1,5	1,4	1,4
21	АО «КНИРТИ»	млн кВт·ч	6,3	6,4	6,9	6,6	6,87
		МВт	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6
22	ООО «Агрофирма Оптиная» (ООО «Агробаланс»)	млн кВт·ч	4,02	4,34	1,36	4,75	4,99
		МВт	10,95	11,97	12,6	11,49	н/д
23	АО «Калугаприбор»	млн кВт·ч	4,14	3,89	4,64	4,47	4,44
		МВт	1,53	1,53	1,52	1,58	2,04
24	АО «Калужский электромеханический завод»	млн кВт·ч	4,77	5,04	6,09	3,89	2,47
		МВт	н/д	н/д	н/д	2,64	3,3
25	ПАО «Приборный завод «Сигнал»	млн кВт·ч	8,56	6,81	7,689	5,37	2,01
		МВт	2,66	2,96	2,7	1,64	0,645

\* – ввиду отсутствия данных за 2019 год, потребление электроэнергии и мощности взято пропорционально потреблению региона

### Перечень основных перспективных потребителей

В энергосистеме Калужской области до 2025 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 согласно проекту СиПР ЕЭС России 2020 - 2026 г.

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 точного литья» (ООО «МКТЛ»)	ПС 110 кВ МКТЛ (новая ПС)	60
3	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	ПС 110 кВ Промзона-2	58
4	ООО «Инвестпроект»	ПС 110 кВ Ахлебинино	35
5	ООО «Инвестпроект»	ПС 110 кВ Ахлебинино	9
6	ООО «ЮИТ Подрядное строительство»	ПС 110 кВ Восток	14
7	АО «Корпорация развития Калужской области»	ПС 110 кВ Шепелево	2,4
		ПС 110/10 кВ Малинники, ПС 110/10 кВ ПРМЗ (ООО «Фуяо Стекло Рус»)	6
		ПС 110 кВ Росва	9
8	АО «Агентство инновационного развития - Центр кластерного развития Калужской области»	ПС 110 кВ Университет	13,011
9	ООО «Грейт»	ПС 110 кВ Гранат	5,6
10	ООО «Агропромышленный парк К-Агро»	ПС 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Созвездие – Колосово 1, 2	10
11	ООО «Профземресурс»	ПС 110 кВ Михали	4,98
12	АО «Корпорация развития Калужской области» (ИП «Калуга-Юг»)	ПС 110 кВ Гранат	11
13	ООО «Кроношпан Калуга»	ПС 110 кВ Промзона	26

#### 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	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	За 5 лет
Максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Калужской области, МВт	1048	1113	1095	1160	1146	
Абсолютный прирост максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области, МВт	-	65	-18	65	-14	98
Прирост, %	-	6,2	-1,6	5,9	-1,2	9,35

В 2019 году максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Калужской области составило 1146 МВт, что на 14 МВт или на 1,2 процента меньше, чем в 2018 году.

Суммарно за последние 5 лет максимальное потребление электрической мощности энергосистемы Калужской области увеличилось на 98 МВт или на 9,35 процента.

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

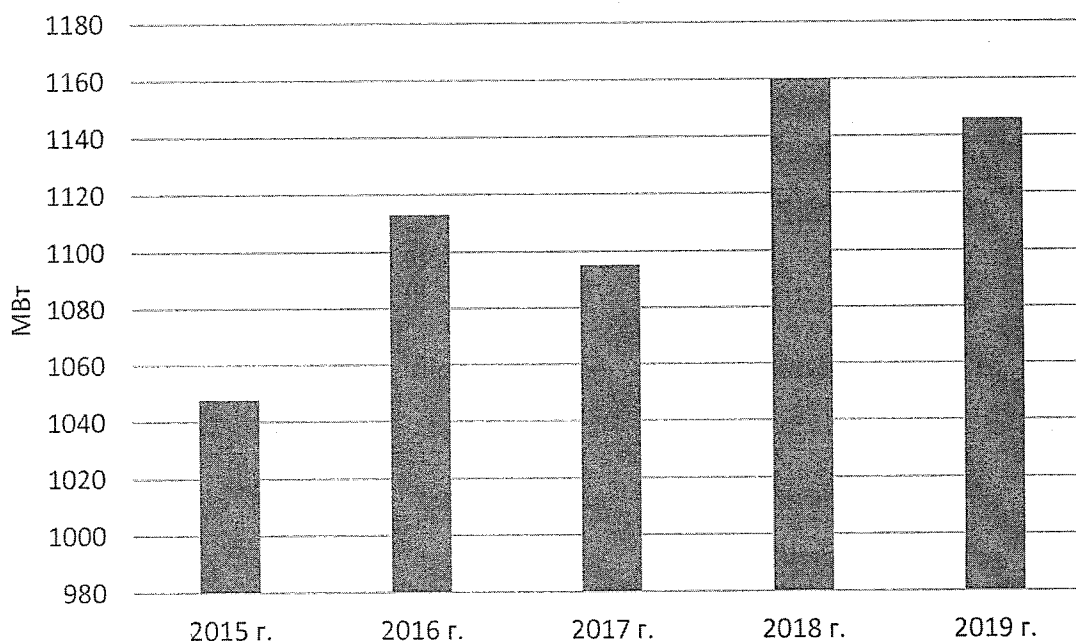


Рисунок 4. Динамика изменения максимального потребления электрической мощности энергосистемы Калужской области за 2015-2019 гг.

## 2.5. Структура установленной электрической мощности на территории Калужской области

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

Таблица 8. Установленная мощность объектов генерации Калужской области  
(по состоянию на 01.01.2020)

Наименование электростанции	Собственник	Установленная мощность, МВт
Калужская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	41,8
Обнинская ТЭЦ-1	ПАО «Калужская сбытовая компания»	21
ГПЭС БТ пос. Воротынк	ООО «Каскад-Энергосбыт»	6,228
Электростанции промышленных предприятий		
ТЭЦ ФЭИ	АО «ГНЦ РФ – ФЭИ»	6
ТЭЦ ОАО «КТЗ»	ОАО «Калужский турбинный завод»	43
ТЭЦ ОАО «КТЗ» пл. Турынино	ОАО «Калужский турбинный завод»	12
Новокондровская ТЭЦ	ООО «Новокондровская ТЭЦ»	12
Итого по Калужской области:		142,028

Суммарная установленная электрическая мощность электростанций энергосистемы Калужской области по состоянию на 1 января 2020 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 на территории Калужской области;

– установленная электрическая мощность электростанций промышленных предприятий составляет 51,4 % (73 МВт) от суммарной установленной мощности электростанций на территории Калужской области;

– крупнейшей электростанцией на территории Калужской области является ТЭЦ ОАО «КТЗ» суммарной установленной мощностью 43 МВт.

В 2016 году введена в эксплуатацию ГПЭС БТ п. Воротынк установленной мощностью 6,228 МВт. В 2017-2019 годах ввод и демонтаж генерирующего оборудования на территории Калужской области не осуществлялся.

Состав существующих электростанций на территории Калужской области с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям, установленная электрическая мощность которых превышает 5 МВт, приведен в таблице 10.

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

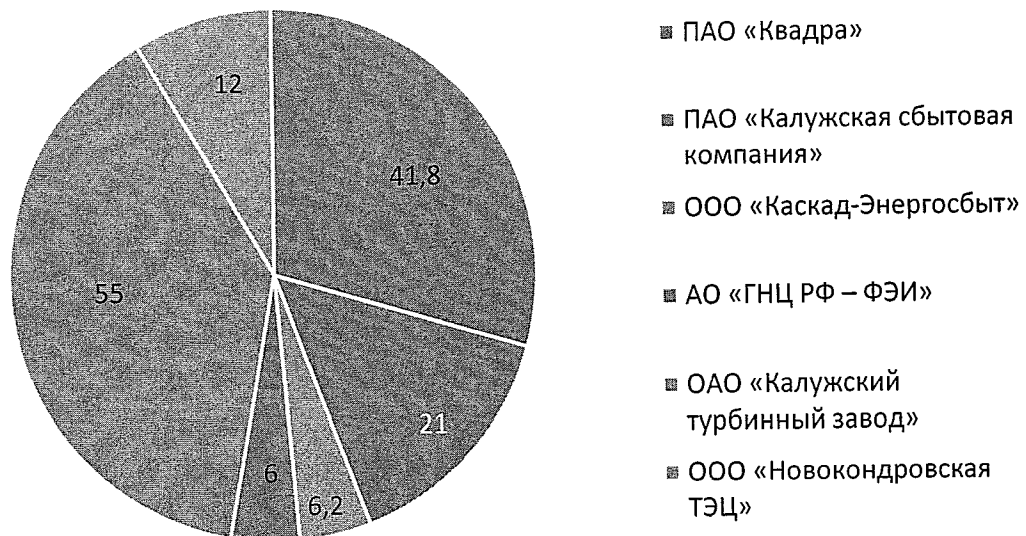


Рисунок 5. Структура установленной мощности электростанций Калужской области, МВт

Таблица 9. Состав существующих электростанций 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»	
2	г. Калуга	ОАО «КТЗ»	ТЭЦ КТЗ	ОАО «КТЗ»	12	ПТ-12-35/10М
					6	АТ-6-35
					25	ПТ-25-90-10М
3	г. Калуга, Турынино		ТЭЦ КТЗ пл. Турынино	ОАО «КТЗ»	12	ПТ-12-35/10М
					Итого по ОАО «КТЗ»	
4	г. Калуга, п. Воротынский	ООО «Каскад-Энергосбыт»	ГПЭС БТ п. Воротынский	ОАО «Стройполимеркерамика»	6,228	JMC 420 GS-N.LC
					Итого по ООО «Каскад-Энергосбыт»	
Итого по г. Калуге					103,028	-
5	г. Кондрово	ООО «Новокондровская ТЭЦ»	Новокондровская ТЭЦ	ПАО «Калужская сбытовая компания» (розничный рынок)	6	Р-6-35/10-М
					6	Р-6-35-10/5-М
					Итого по ООО «Новокондровская ТЭЦ»	
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»	
7	г. Обнинск	ПАО «Калужская сбытовая компания»	Обнинская ТЭЦ-1	ПАО «Калужская сбытовая компания» (розничный рынок)	21	ГТУ LM2500 DLE
					Итого по ОАО «КСК»	
Итого по г. Обнинску					27	-
Итого по Калужской области					142,028	-

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

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

Таблица 10. Структура выработки электроэнергии на электростанциях Калужской области

Наименование электростанции	2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 г.		2019	
	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов	млн кВт·ч	процентов
Калужская ТЭЦ	16,3	7,7	31,9	12,4	13,4	5,2	15,3	5,8	21,7	7,6
Обнинская ТЭЦ-1	64,1	30,2	52,6	20,5	60,3	23,5	68,5	26,2	92,8	32,6
ГПЭС БТ п. Воротыньск	0,0	0,0	18,5	7,2	31,9	12,5	33,5	12,8	32,0	11,2
Электростанции промышленных предприятий	131,6	62,1	154,2	59,9	150,5	58,8	144,4	55,2	138,4	48,6
Итого по Калужской области	212,0	100,0	257,2	100,0	256,1	100,0	261,6	100,0	285,0	100,0

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

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

По типам собственности – за 2019 год на электростанциях генерирующих компаний выработано 48,6 % электроэнергии, на электростанциях промышленных предприятий – 51,4 %.

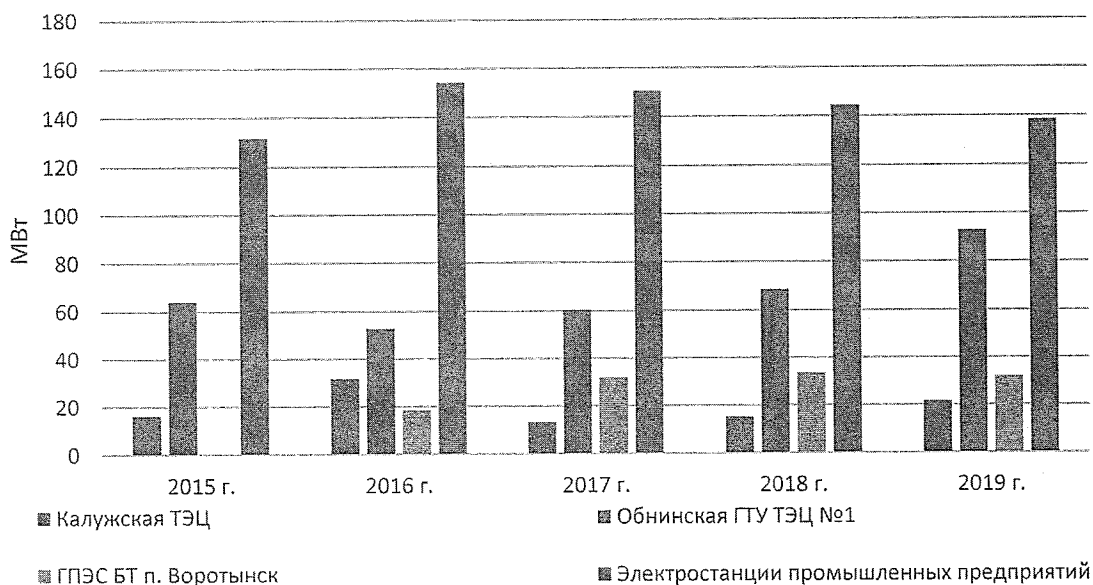


Рисунок 6. Структура выработки электроэнергии на электростанциях Калужской области за 2015-2019 гг.

## 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 2015-2019 гг., млн кВт·ч

Наименование показателя	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
<b>Потребление</b>					
Потребление всего:	6299,5	6592,9	6772,8	6921,3	6820,5
Потребители:	6174,8	6428,8	6595,7	6742,8	6659,8
СН станций, всего:	124,7	164,0	177,1	178,4	160,7
Калужская ТЭЦ	4,4	5,6	4,9	4,9	4,7
Обнинская ТЭЦ-1	2,0	3,4	4,3	6,1	8,2
ГПЭС БТ п. Воротынский	0,0	18,5	31,9	33,5	32,0
Электростанции промышленных предприятий	118,3	136,6	135,9	133,9	115,7
<b>Выработка</b>					
Выработка электроэнергии всего:	212,0	257,2	256,1	261,6	285,0
Калужская ТЭЦ	16,3	31,9	13,4	15,3	21,7
Обнинская ТЭЦ-1	64,1	52,6	60,3	68,5	92,8
ГПЭС БТ п. Воротынский	0,0	18,5	31,9	33,5	32,0
Электростанции промышленных предприятий	131,6	154,2	150,5	144,4	138,4
Сальдо перетоков («+» дефицит - получение; «-» избыток - выдача), в том числе:	6087,5	6335,7	6516,7	6659,7	6535,5
Энергосистема Брянской области	768,1	758,1	955,6	929,9	1138,3
Энергосистема Москвы и Московской области	-1691,4	-1458,4	-1321,1	-316,7	-905,3
Энергосистема Смоленской области	6966,0	6800,3	7043,2	6198,8	6520,5
Энергосистема Тульской области	44,7	235,6	-161,0	-152,3	-217,9



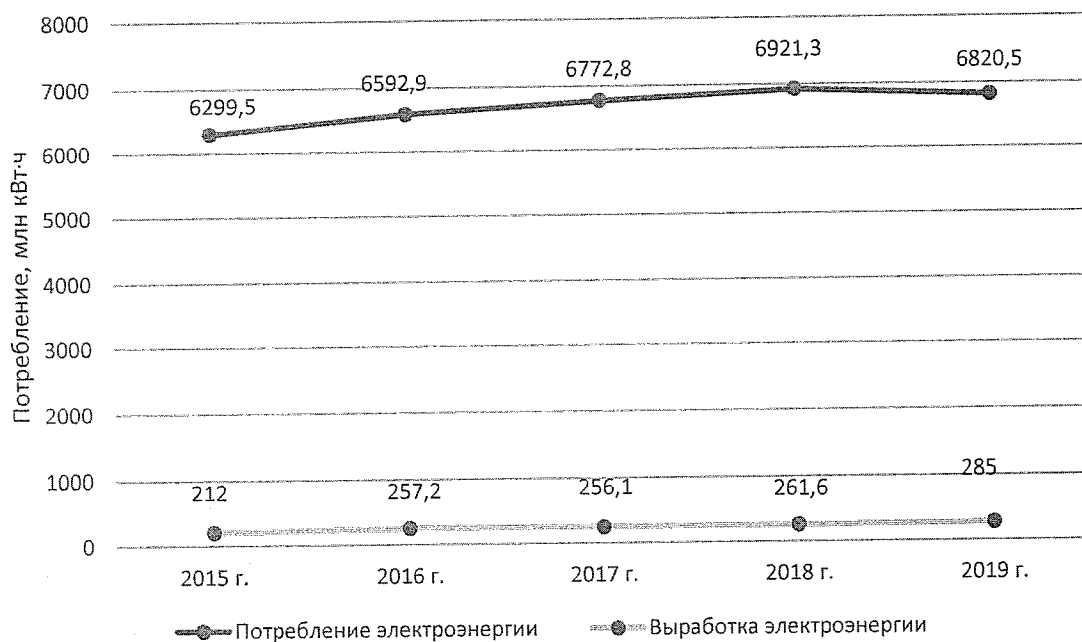


Рисунок 7. Балансы электрической энергии энергосистемы Калужской области за 2015-2019 гг.

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 2015-2019 гг., МВт

№ п/п	Показатель	28.01.15 11:00	07.12.16 17:00	09.02.17 11:00	20.12.18 10:00	23.01.19 11:00
1	Установленная электрическая мощность, всего	118	124,028	124,028	142,028	142,028
	в том числе: ТЭС	63	69,028	69,028	69,028	69,028
	Электростанции промышленных предприятий	55	55	55	73	73
2	Ограничения, всего	43	70	46	61	61
	в том числе: ТЭС	6	31	9	7	7
	Электростанции промышленных предприятий	37	39	37	54	54
3	Располагаемая мощность, всего	75	54	78	81	81
	в том числе: ТЭС	57	38	60	62	62
	Электростанции промышленных предприятий	18	16	18	19	19
4	Ремонты, всего	0	30	0	0	0
	в том числе: ТЭС	0	30	0	0	0

№ п/п	Показатель	28.01.15 11:00	07.12.16 17:00	09.02.17 11:00	20.12.18 10:00	23.01.19 11:00
	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	75	24	78	81	81
	в том числе: ТЭС	57	8	60	62	62
	Электростанции промышленных предприятий	18	16	18	19	19
10	Резерв, всего	36	2	36	3	4
	в том числе: ТЭС	36	2	36	3	4
	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	39	22	42	78	78
	в том числе: ТЭС	21	6	24	59	59
	Электростанции промышленных предприятий	18	16	18	19	19
13	Собственный максимум потребления энергосистемы	1048	1113	1095	1160	1146
14	Сальдо-переток (13-12)	1009	1091	1053	1082	1068
15	Дефицит (+)/избыток (-) (13-9)	973	1089	1017	1079	1065
16	Среднесуточная температура	-6	-12	-13	-14	-18

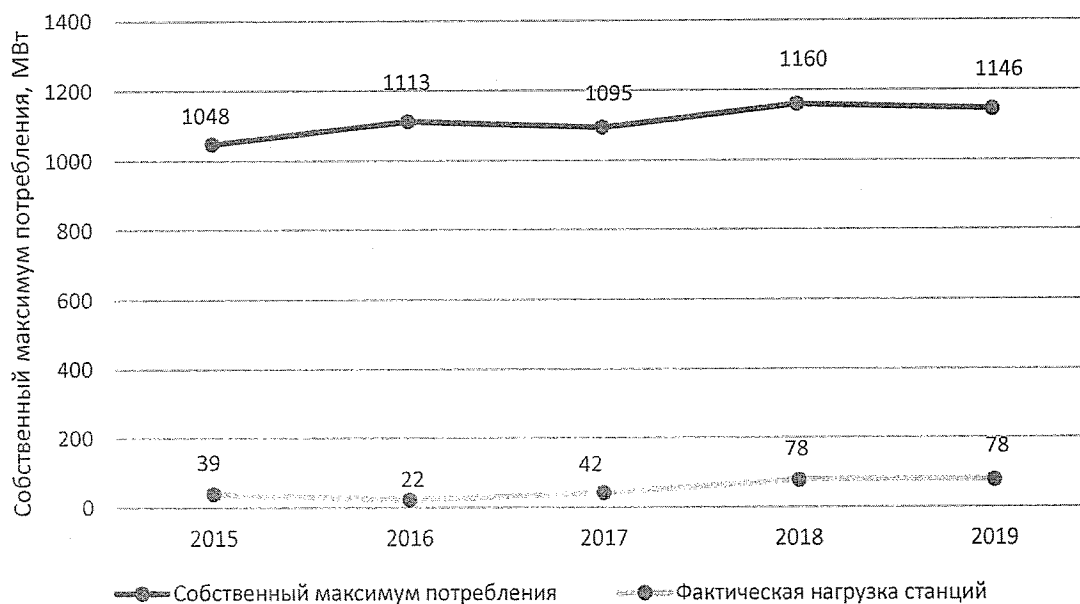


Рисунок 8. Балансы мощности энергосистемы Калужской области на час прохождения максимума потребления энергосистемы за 2015-2019 гг.

При наличии собственной генерации и фактических максимумах потребления мощности в период 2015-2019 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 энергосистемы Москвы и Московской области.

Несмотря на то, что за период 2015-2019 гг. установленная мощность электростанций выросла на 20% энергосистема Калужской области остается дефицитной по мощности.

## 2.8. Основные характеристики электросетевого хозяйства Калужской области

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, 25 воздушных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ.

Общая протяженность ВЛ, расположенных на территории 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

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
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
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 № 1	-	-	220	57,1
22	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская № 2	-	-	220	57,1
23	ВЛ 220 кВ Калужская - Метзавод I цепь	2012	-	220	47,54
24	ВЛ 220 кВ Калужская - Метзавод II цепь	2012	-	220	47,54
25	ВЛ 220 кВ Станы - Лафарж 1	2013	-	220	1,6
26	ВЛ 220 кВ Станы - Лафарж 2	2013	-	220	1,6

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
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	01.06.1963	-	110	42
31	ВЛ 110 кВ Цементная - Литейная с отпайками	01.07.1962	-	110	47
32	ВЛ 110 кВ Дятьковская- Литейная с отпайками	1962	-	110	9
33	ВЛ 110 кВ Литейная - Людиново «Западная»	01.07.1962	-	110	6,3
34	ВЛ 110 кВ Литейная - Людиново «Восточная»	1962	-	110	6,3
35	ВЛ 110 кВ Палики - Березовская	01.06.1965	-	110	43
36	ВЛ 110 кВ Березовская - Хвастовичи I	01.06.1969	-	110	28,5
37	ВЛ 110 кВ Березовская - Хвастовичи II	01.06.1969	-	110	28,5
38	ВЛ 110 кВ Людиново - Фаянсовая с отпайками на Болву	01.07.1959	-	110	21,2
39	ВЛ 110 кВ Литейная - Болва	01.12.1987	-	110	38
40	ВЛ 110 кВ Литейная - Бетлица	01.03.1990	-	110	45,96
41	ВЛ 110 кВ Литейная - Фаянсовая с отпайкой на Людиново	01.07.1987	-	110	33,2
42	ВЛ 110 кВ Фаянсовая - Чипляево II	01.06.1988	-	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

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
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
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 Электрон - Заводская II	1977	-	110	2,1
54	ВЛ 110 кВ Бабынино - Электрон	1962	-	110	45,6
55	ВЛ 110 кВ Спутник - Кондрово с отпайками № 1	1960	1964/66	110	39,17
56	ВЛ 110 кВ Спутник - Кондрово с отпайками № 2	1960	1964	110	34,97
57	ВЛ 110 кВ Спутник - Кондрово с отпайками № 3	1960	1982/85	110	41,09
58	ВЛ 110 кВ Спутник - Кондрово с отпайками N 4	1960	1982/85	110	41,16
59	ВЛ 110 кВ Спутник - Крутицы с отпайкой на ПС Азарово I цепь	1963	1992	110	12,18
60	ВЛ 110 кВ Спутник - Крутицы с отпайкой на ПС Аненки II цепь	1963	1992	110	12,18
61	ВЛ 110 кВ Спутник - Моторная 1 с отпайкой на ПС Пегас	1978	1992	110	4,54
62	ВЛ 110 кВ Спутник - Моторная 2 с отпайкой на ПС Пегас	1978	1992	110	4,54
63	ВЛ 110 кВ Суходрев - Спутник	1959	1994	110	28,27
64	ВЛ 110 кВ Калуга - Дубрава	1956		110	2,76
65	ВЛ 110 кВ Калуга - Спутник I цепь	1960	1964	110	8,2

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
66	ВЛ 110 кВ Калуга - Спутник II цепь	1960	1964	110	8,2
67	ВЛ 110 кВ Калуга - Орбита с отпайками I цепь	1967	1972/75	110	12,83
68	ВЛ 110 кВ Калуга - Орбита с отпайками II цепь	1967	1972/75	110	12,83
69	ВЛ 110 кВ Калуга - ПРМЗ	1996	-	110	4,8
70	ВЛ 110 кВ Калужская ТЭЦ - Спутник с отпайкой на ПС СДВ	1967	2011	110	9,8
71	ВЛ 110 кВ Спутник - Железняки с отпайками	1967	1979/86	110	9,17
72	ВЛ 110 кВ Калужская ТЭЦ - Орбита с отпайками	1979	2011	110	25,7
73	ВЛ 110 кВ Орбита - Железняки с отпайками	1979	1986	110	22,34
74	ВЛ 110 кВ Орбита - Гранат 1	1998	-	110	12,85
75	ВЛ 110 кВ Орбита - Гранат 2	1998	-	110	12,85
76	ВЛ 110 кВ Орбита-Автозавод 1 цепь	2008	-	110	24,91
77	ВЛ 110 кВ Орбита-Автозавод 2 цепь	2008	-	110	24,91
78	ВЛ 110 кВ Орбита – Дубрава с отпайкой на ПС Ахлебино	1956	1975	110	19,4
79	ВЛ 110 кВ Орбита - Агеево	1956	1996	110	20,5
80	ВЛ 110 кВ Агеево - Перемышль 1	1980	-	110	13,98
81	ВЛ 110 кВ Агеево - Перемышль 2	1980	-	110	13,98
82	ВЛ 110 кВ Воротынский - Кудринская с отпайкой на ПС Угорская	1963	-	110	47,65
83	ВЛ 110 кВ Восток - Бабынино	1963	1981/92	110	23
84	ВЛ 110 кВ Крутицы - Воротынский с отпайками	1963	1982/92	110	15,62

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
85	ВЛ 110 кВ Ферзиково - Калуга с отпайкой на ПС Малинники	1989	-	110	37,3
86	ВЛ 110 кВ Спутник - Малинники с отпайками	1975	2008	110	3,42
87	ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя	1952	1975	110	16,9
88	ВЛ 110 кВ Шепелево - Середейск Южная с отпайкой на ПС Козельск	1956	1988/96	110	56,54
89	ВЛ 110 кВ Шепелево - Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск	1956	1988/96	110	56,54
90	ВЛ 110 кВ Шепелево - Кричина с отпайкой на ПС Звягино	1954	-	110	33,4
91	ВЛ 110 кВ Шепелево - Сосенская 1	1997	-	110	3
92	ВЛ 110 кВ Шепелево - Сосенская 2	1997	-	110	3
93	ВЛ 110 кВ Крутицы - Восток с отпайкой на ПС Росва	1963	-	110	18,68
94	ВЛ 110 кВ Кирпичная - Черкасово с отпайкой на ПС Радищево	1959	1999	110	23,92
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	1959	-	110	19,2



№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
	Малоярославец - Мирная				
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 отпайкой на ПС Протва	1981	-	110	7,23
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	н/д	-	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	1984	1988, 2011	110	24,08
115	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	2001	-	110	22,5
116	ВЛ 110 кВ Русиново - Вега 1	2005	-	110	9
117	ВЛ 110 кВ Русиново - Вега 2	2005	-	110	9
118	ВЛ 110 кВ Кондрово - Черкасово с отпайкой	1980	1993	110	53,3

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
	на ПС Медынь				
119	ВЛ 110 кВ Юхнов - Кондрово сев. с отпайками на Медынь, Острожное	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 1,2	-	-	110	5,7
122	ВЛ 110 кВ Литейная - Центролит 1, 2 с отпайками на ПС Промзона	-	-	110	4,5
123	ВЛ 110 кВ Кондрово - Рулон 1	-	-	110	2,7
124	ВЛ 110 кВ Кондрово - Рулон 2	-	-	110	2,7
125	ВЛ 110 кВ Калуга - КМЗ 1	-	-	110	0,4
126	ВЛ 110 кВ Калуга - КМЗ 2	-	-	110	0,4
127	ВЛ 110 кВ Калуга - КТЗ	-	-	110	2,6
128	ВЛ 110 кВ Орбита - Турынино 1-2	-	-	110	19,3
129	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	-	-	110	47
130	ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	-	-	110	28,3
131	ВЛ 110 кВ Созвездие - Колосово с отпайкой на ПС Промзона 2 1 цепь	2014	-	110	10,44
132	ВЛ 110 кВ Созвездие - Колосово с отпайкой на ПС Промзона 2 2 цепь	2014	-	110	10,44
133	ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой на ПС Безово	-	2017	110	28,94
134	ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками	-	2017	110	43,13

№ п/п	Диспетчерское наименование	Год ввода в эксплуатацию	Год реконструкции	Рабочее напряжение, кВ	Протяженность (по цепям), км
135	ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками	-	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	3хАОДЦТН- 167000/500/220-75У1	501	1997
				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 Лигейная	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							
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 «Калугазэнерго» 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	110/35/10	110	Т1	ТДТН-16000/110	16	1989

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
	Бетлица		35	T2	ТМН-4000/35	4	1979
12	ПС 110 кВ Болва	110/35/10	35	T1	ТМ-6300/35	6,3	1974
			110	T2	ТДТН-25000/110	25	1974
				T1	ТДТН-16000/110	16	1982
13	ПС 110 кВ Думиничи	110/35/10	110	T2	ТДТГ-10000/110	10	1958
14	ПС 110 кВ Заводская	110/10/10	110	T1	ТРДН-25000/110	25	1980
15	ПС 110 кВ Людиново	110/35/6	110	T1	ТДН-16000/110	16	1974
				T2	ТДТН-16000/110	16	1973
				T3	ТДТНГ-15000/110	15	1965
16	ПС 110 кВ Маклаки	110/35/10	110	T1	ТМТ-6300/110	6,3	1970
17	ПС 110 кВ Мещовск	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	1981
				T2	ТДТН-16000/110	16	1990
18	ПС 110 кВ Мосальск	110/35/10	110	T2	ТДТН-16000/110	16	1994
			35	T1	ТМН-4000/35	4	1978
			35	T2	ТМН-6300/35	6,3	1990
19	ПС 110 кВ Руднево	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	1990
				T2	ТДТН-16000/110	16	1991
20	ПС 110 кВ Середейск	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	1975
				T2	ТДТН-25000/110	25	1979
21	ПС 110 кВ Фаянсовая	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	1971
				T2	ТДТН-16000/110	16	1970
22	ПС 110 кВ Хвастовичи	110/35/10	110	T1	ТДТН-10000/110	10	1968
				T2	ТДТН-10000/110	10	1988
23	ПС 110 кВ Чипляево	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110	16	1983
				T2	ТМТН-6300/110	6,3	1972
24	ПС 110 кВ Буран	110/10	110	T1	ТДТН-25000/110 УХЛ1	25	2011
25	ПС 110 кВ Вега	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110-76 У1	16	2006
				T2	ТДН-16000/110У1	16	2006
26	ПС 110 кВ Денисово	110/10	110	T1	ТДТН-25000/110У1	25	1992
				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	1984
37	ПС 110 кВ	110/35/10	110	T1	ТДТН-16000/110/35/10	16	1986

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
	Космос			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 Окружная	110/10/6	110	T1	ТДТН-40000/110/10/6,6	40	2009
				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	T4	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
				T3	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-10000/110	10	1982
				T2	ТДТН-10000/110	10	1974
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 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

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
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	н/д	63	2013
				T2	н/д	63	2013
ООО «НЛМК-Калуга»							
77	ПС 220 кВ Метзавод	220/(35)10	220	T1	ТРДЦН-100000/220	100	2011
				T2	ТРДЦН-100000/220	100	2011
				T3	ТРДЦНМ-180000/220	180	2013
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	н/д	20	н/д
				T2	н/д	20	н/д
82	ПС 110 кВ Палики	110/35/27	110	T1	н/д	20	н/д
				T2	н/д	20	н/д
83	ПС 110 кВ Сухиничи	110/10	110	T1	н/д	10	н/д
		110/10		T2	н/д	15	н/д
		110/27		T3	н/д	20	н/д
		110/27		T4	н/д	20	н/д
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 Воротыньск	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

№ п/п	Диспетчерское наименование	Класс напряжения ПС, кВ	Класс напряжения РУ, кВ	Трансформатор	Тип трансформатора	Мощность, МВА	Год ввода
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
ОАО «Калужский турбинный завод»							
90	ПС 110 кВ КТЗ	110/6	110	T1	ТДНГ-31500/110	25	1964
91	ПС 110 кВ Турьино	110/6	110	T1	ТРДН-25000/110-6,6	25	1976
				T2	ТРДН-25000/110-6,6	25	1975
ОАО «КАДВИ»							
92	ПС 110 кВ Моторная	110/10	110	T1	н/д	25	н/д
				T2	н/д	40	н/д
АО «Калугапутыаш»							
93	ПС 110 кВ КМЗ	110/10	110	T1	н/д	15	н/д
				T2	н/д	20	н/д
ОАО «Кондровская бумажная фабрика»							
94	ПС 110 кВ Рулон	110/10	110	T1	н/д	16	н/д
				T2	н/д	16	н/д
АО «Калужский завод «Ремпутыаш»							
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»							
	ПС 110 кВ Агрегатная	110/6	110	T1	н/д	25	1974
				T2	н/д	25	1974
АО «ГНЦ РФ-ФЭИ»							
96	ПС 110 кВ Радий	110/6	110	T1	н/д	40	1992
				T2	н/д	16	1987
97	ПС 110 кВ Обнинск	110/6	110	T1	н/д	20	2017
				T2	н/д	20	2017
ООО «ПСМА Рус»							
98	ПС 110 кВ Угорская	110/20	110	T1	н/д	24	2011
АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»							
99	ПС 110 кВ Промзона	110/10	110	T1	ТРДН-40000/110-У1	40	2017
				T2	ТРДН-40000/110-У1	40	2017
105	ПС 220 кВ Войлово	220/10	220	T1	ТДЦТН-160000/220-УХЛ1	160	2018

## 2.9. Основные внешние электрические связи энергосистемы Калужской области

Энергосистема Калужской области связана с энергосистемами ОЭС Центра:

1. С энергосистемой Москвы и Московской области:
  - ВЛ 500 кВ Михайловская - Чагино с отпайкой на ПС кВ 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;
  - ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой;
  - 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.



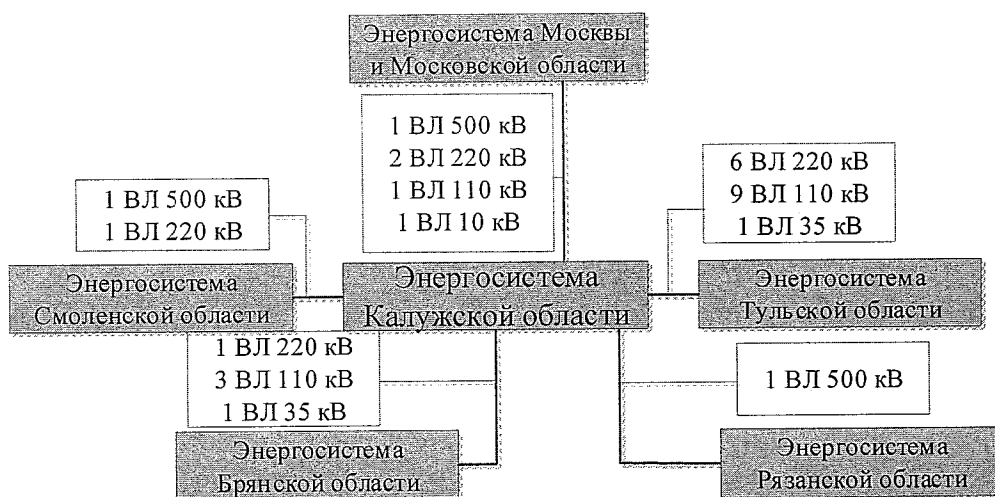


Рисунок 9. Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Калужской области

## 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, Новокодровская ТЭЦ.

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

- ВЛ 220 кВ Спутник - Калужская 1 и 2 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 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 Московской и Рязанской области);
- ВЛ 220 кВ Протон - Калужская № 1 и 2 (связь с энергорайоном ПС 220 кВ Протон);
- ВЛ 220 кВ Спутник - Калужская 1 и 2 цепь (связь с Калужским энергорайоном);
- ВЛ 220 кВ Метзавод - Кедрово (связь с энергосистемой Москвы и Московской области);
- ВЛ 220 кВ Метзавод - Латышская (связь с энергосистемой 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 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;

– Бярытынский район.

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

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 220 и 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

Основными проблемами текущего состояния энергосистемы на территории Калужской области являются:

дефицитные по мощности ПС 110 кВ, нагрузка которых в режиме n-1 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 2019 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.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630<sup>1</sup>.

В целях выявления «узких мест» в энергосистеме Калужской области рассматривались следующие расчетные условия:

– для зимнего периода – последствия наиболее тяжелого нормативного возмущения в нормальной схеме электрической сети;

– для летнего периода – последствия наиболее тяжелого нормативного возмущения в нормальной и единичной ремонтной схеме электрической сети».

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Калужской области в электрических режимах зимнего и летнего максимума нагрузок на период 2019 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 2019 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 2019 года при единичных отключениях в ремонтной схеме электрической сети выявлено превышение длительно допустимой токовой нагрузки (далее – ДДТН) следующих элементов сети:

– АТ-1 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская

<sup>1</sup> При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630. Согласно указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

- АТ-2 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская;
- АТ-3 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская.

Токовые перегрузки АТ-2 ПС 500 кВ Калужская выявлены в период летних максимальных нагрузок 2019 года. Максимальная величина токовой загрузки указанного АТ-2 составила 113% от  $I_{ном}$  (625 А), которая наблюдалась при нормативных возмущениях, связанных с отключением АТ-1 и АТ-3 ПС 500 кВ Калужская.

По данным собственника оборудования допускается превышения ДДТН АТ-2 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская до 120% от  $I_{ном}$  при температуре окружающей среды 25 °С длительностью до 20 минут.

На ПС 500 кВ Калужская установлены АОПО АТ-2 и АТ-3 с действием, направленным на изменение топологии прилегающей сети 220 кВ, а также на отключение нагрузки ПС 220 кВ Метзавод.

Фактическая токовая нагрузка перегружаемого АТ меньше уставок срабатывания АОПО (1 ступень – 578 А, на сигнал, 2 ступень – 809 А, на изменение топологии).

Для устранения токовой перегрузки рассматриваемого АТ достаточно применения схемно-режимных мероприятий, направленных на изменение топологии прилегающей к ПС 500 кВ Калужская сети 220 кВ в течение допустимой длительности загрузки АТ, например, отключение ВЛ 220 кВ Калужская – Созвездие и ВЛ 220 кВ Спутник – Калужская I цепь.

Токовые перегрузки АТ-1(3) ПС 500 кВ Калужская выявлены в период летних максимальных нагрузок 2019 года. Максимальная величина токовой загрузки указанных АТ-1(3) составила 110% от  $I_{ном}$  (624 А), которая наблюдалась при нормативных возмущениях, связанных с отключением АТ-3(1) и АТ-2 ПС 500 кВ Калужская.

По данным собственника оборудования допускается круглосуточная перегрузка АТ-1 и АТ-3 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская до 117% от  $I_{ном}$  при температуре окружающей среды 25 °С.

Для ввода параметров режима в область длительно допустимых значений в рассматриваемых аварийно-ремонтных схемах достаточно применения схемно-режимных мероприятий, направленных на изменение топологии прилегающей к ПС 500 кВ Калужская сети 220 кВ.

#### Транзит 110 кВ Мирная – Русиново – Созвездие

Результаты расчетов ремонтных схем в режиме летних максимальных нагрузок 2019 года выявили приближение к предельной загрузке ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново (91 % от  $I_{длтн}$ ) 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, например, перевод питания Т2 ПС 110 кВ Окружная от ВЛ 110 кВ Обнинская ТЭЦ-1 – Мирная с отпайкой на ПС Окружная.

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

С целью выявления дефицитных по мощности ПС 110 кВ и выше по состоянию на 2019 год 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 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.

Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Калужской области за период 2015-2019 гг. представлен в таблице 15.

Таблица 15. Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Калужской области

Наименование ЦП	Год ввода/реконструкции (при изменении уст. мощности)	Класс напр. ПС, кВ	Наимен. тран-ра	Ном. напр. обмоток тран-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, МВт
ПС 500/220/10 кВ Калужская	1997	500	АТ-1	500/220/10	501	1503	932,49	1,65	0,00
	1985	500	АТ-2	500/220/10	501				
	2001	500	АТ-3	500/220/10	501				
ПС 220/110 кВ Литейная	1976	220	АТ-1	220/110/10	200	400	96,00	0	26,00
	1997	220	АТ-2	220/110/10	200				
ПС 220/110/6 кВ Мирная	2012	220	АТ-1	220/110/10	195	390	188,00	0	0,00
	2012	220	АТ-2	220/110/10	195				
	2012	220	Т1	110/6	20	40	6,60	0	0,00
	2012	220	Т2	110/6	20				
ПС 220/35/10 кВ Метзавод	2011	220	1Т	220/35/10	100	560	155,89	0	169,60
	2011	220	2Т	220/35/10	100				
	2013	220	3Т	220/35/10	180				
	2019	220	4Т	220/35	180				
ПС 220/110 кВ Орбита	1975	220	АТ-1	220/110/10	125	250	133,99	0	0,00
	1985	220	АТ-2	220/110/10	125				
	2009	220	АТ-1	220/110/10	125				
ПС 220/110/10/0,4 кВ Спутник	2009	220	АТ-2	220/110/10	125	500	231,9	0	0,00
	1996	220	АТ-3	220/110/0,4	125				
	2009	220	АТ-4	220/110/10	125				
	2009	220	АТ-4	220/110/10	125				
ПС 220/110 кВ Электрон	1977	220	АТ-1	220/110/10	125	250	86,00	0	0,00
	2015	220	АТ-2	220/110/10	125				
ПС 220/15/6 кВ Лафарж		220	1Т	220/15/6	63	126	27,66	0	0,00
		220	2Т	220/15/6	63				
ПС 220/110/10 кВ Протон		220	АТ-1	220/110/10	125	250	0,00	0	0,00
		220	АТ-2	220/110/10	125				
		220	АТ-1 (НН)	220/110/10	125	250	1,66	0	0,00
		220	АТ-2 (НН)	220/110/10	125				
ПС 220 кВ Войлово	2018	220	1Т	220/10	160	160	20,00	0	0
ПС 220/110 кВ Созвездие	2011	220	АТ-1	220/110	250	500	147,85	0,1	68,00
	2018	220	АТ-2	220/110	250				
ПС 220/110 кВ Созвездие	2011	220	АТ-1 (сторона НН)	220/10	250	500	10,47	0,1	83,49
	2018	220	АТ-2	220/10	250				



			(сторона НН)						
ПС 110/10 кВ Белкино	1975	110	1Т	110/10	25	65	24,33	0	0,00
	2010	110	2Т	110/10	40				
ПС 110/10 кВ Белоусово	1987	110	1Т	110/35/10	10	20	13,41	0,9	6,09
	2011	110	2Т	110/35/10	10				
ПС 110/10 кВ Буран	2011	110	1Т	110/35/10	25	25	3,80	3,8	2,68
ПС 110/35/10 кВ Вега	2006	110	1Т	110/10	16	32	29,58	3,5	9,53
	2006	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/10 кВ Верховая	2016	110	1Т	110/10	25	25	8,13	0	5,48
ПС 110/10 кВ Восток	2011	110	1Т	110/10	16	32	12,71	3,9	14,00
	2011	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Гранат	1985	110	1Т	110/10	40	80	16,60	0	11,08
	1985	110	2Т	110/10	40				
ПС 110/10 кВ Денисово	2007	110	1Т	110/10	25	41	19,40	4,8	1,50
	2007	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Заводская	1980	110	1Т	110/10	25	25	3,45	2,22	0,21
ПС 110/10 кВ Кирпичная	1999	110	1Т	110/10	16	32	11,29	0	1,00
	1999	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Копытцево	1982	110	1Т	110/10	16	32	8,00	0	0,23
	1982	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Крутицы	1992	110	1Т	110/10	16	32	2,60	0	0,22
	1992	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Маланьино	2012	110	2Т	110/10	25	25	1,68	1,08	0,00
ПС 110/10 кВ Малинники	1978	110	1Т	110/10	16	32	8,68	3,3	3,00
	1978	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Пегас	1993	110	1Т	110/10	16	32	6,01	0	0,67
	1993	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ ПРМЗ	1994	110	1Т	110/10	16	32	10,77	5,76	3,00
	1994	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Радищево	1976	110	1Т	110/10	16	32	19,28	1,67	2,82
	1976	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Сосенская	1976	110	1Т	110/10	10	20	6,81	2,4	0,15
	1976	110	2Т	110/10	10				
ПС 110/10 кВ Строительная	1977	110	1Т	110/10	10	20	10,01	0	8,19
	1977	110	2Т	110/10	10				
ПС 110/10/6 кВ Восход	1971	110	1Т	110/10/6	25	50	18,99	0	0,57
	1971	110	2Т	110/10/6	25				
ПС 110/10/6 кВ	1989/2009/2011	110	1Т	110/10/6	40	80	24,35	0	0,15

Окружная	1989/2009/2011	110	2Т	110/10/6	40				
ПС 110/10/6 кВ	1967	110	1Т	110/10/6	25	50	18,87	0	0,78
Приокская	1967	110	2Т	110/10/6	25				
ПС 110/35/10 кВ	1960	110	1Т	110/35/10	20	30	7,43	4,18	0,47
Агеево	1960	110	2Т	110/35/10	10				
ПС 110/35/10 кВ	1957	110	1Т	110/35/10	25	41	19,83	1,65	0,00
Азарово	1957	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/10 кВ	2010	110	1Т	110/35/10	25	50	2,17	0	47,40
ПС 110/35/10 кВ	1989	110	1Т	110/35/10	16	16	3,26	1,26	0,23
ПС 110/35/10 кВ	1974	110	2Т	110/35/10	25	25	12,31	11,74	0,0
ПС 110/35/10 кВ	1977	110	1Т	110/10	10	20	16,23	3	1,97
Ворсино	1977	110	2Т	110/35/10	10				
ПС 110/35/10 кВ	1986/2008	110	1Т	110/35/10	25	50	9,61	2,64	2,59
Галкино	1986/2008	110	2Т	110/35/10	25				
ПС 110/35/10 кВ	1983	110	1Т	110/35/10	16	26	5,96	2,1	0,20
Думиничи	1983	110	2Т	110/35/10	10				
ПС 110/35/10 кВ	1982	110	1Т	110/35/10	10	20	14,93	2,88	5,94
Квань	1974	110	2Т	110/35/10	10				
ПС 110/35/10 кВ	1969	110	1Т	110/35/10	10	26	15,04	0	2,95
Козельск	1981	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/10 кВ	2014	110	1Т	110/35/10	63	126	11,80	11,8	40,00
Колосово	2014	110	2Т	110/35/10	63				
ПС 110/35/10 кВ	1963	110	1Т	110/35/10	20	65	31,76	10,69	2,00
Кондрово	1963	110	2Т	110/35/10	20				
	1963	110	3Т	110/35/10	25				
ПС 110/35/10 кВ	1991	110	1Т	110/35/10	16	32	16,38	3,83	4,93
Космос	1991	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/10 кВ	1964	110	1Т	110/35/10	6,3	6,3	1,91	0,76	0,03
ПС 110/35/10 кВ	1995	110	1Т	110/35/10	16	32	13,74	2	3,95
Медынь	1995	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/10 кВ	1982	110	1Т	110/35/10	16	32	7,91	4,82	0,30
Мещовск	1982	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/10 кВ	1963	110	2Т	110/35/10	16	16	6,17	0	0,00
Мосальск (старая)									
ПС 110/35/10 кВ	1984	110	2Т	110/35/10	10	10	3,80	0	0,75
Острожная									
ПС 110/35/10 кВ	2002	110	1Т	110/35/10	6,3	16,3	7,12	0,96	0,57
Перемышль	1979	110	2Т	110/35/10	10				

ПС 110/35/10 кВ Протва	2018	110	1Т	110/35/10	40	65	40,49	7,5	6,76
	1981	110	2Т	110/35/10	25				
ПС 110/35/10 кВ Пятовская	1972	110	1Т	110/35/10	25	50	13,53	0,78	1,87
	1972	110	2Т	110/35/10	25				
ПС 110/35/10 кВ Росва	1981/2009	110	1Т	110/35/10	25	50	13,91	10,22	9,00
	1981/2009	110	2Т	110/35/10	25				
ПС 110/35/10 кВ Руднево	1990	110	1Т	110/35/10	16	32	5,16	1,27	0,23
	1990	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/10 кВ Русиново	1978/2009	110	1Т	110/35/10	40	80	26,33	0	9,53
	1978/2009	110	2Т	110/35/10	40				
ПС 110/35/10 кВ Середейск	1956	110	1Т	110/35/10	16	41	3,81	2,01	0,14
	1956	110	2Т	110/35/10	25				
ПС 110/35/10 кВ Товарково	2011	110	1Т	110/35/10	16	32	11,05	0	2,14
	2011	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/10 кВ Фаянсовая	1947	110	1Т	110/35/10	16	32	14,15	11,4	0,03
	1947	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/10 кВ Ферзиково	1958	110	1Т	110/35/10	16	32	12,22	4,7	1,65
	1958	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/10 кВ Хвастовичи	1970	110	1Т	110/35/10	10	20	3,81	1,84	0,17
	1970	110	2Т	110/35/10	10				
ПС 110/35/10 кВ Чипляево	1973	110	1Т	110/35/10	16	22,3	4,80	3,67	0,40
	1973	110	2Т	110/35/10	6,3				
ПС 110/35/10 кВ Шепелево	1956	110	1Т	110/35/10	10	17,5	4,27	0	2,50
	1956	110	2Т	110/35/10	7,5				
ПС 110/35/10 кВ Юхнов	1973	110	1Т	110/35/10	16	32	10,03	1,63	1,25
	1973	110	2Т	110/35/10	16				
ПС 110/35/6 кВ Железняки	1957	110	1Т	110/6	16	32	11,75	0	1,59
	1957	110	2Т	110/35/6	16				
ПС 110/35/6 кВ Звягино	1964	110	1Т	110/35/6	10	11,6	2,84	2,4	0,02
	1964	110	2Т	35/6	1,6				
ПС 110/35/6 кВ Калуга	1951	110	1Т	110/35/6	40	71,5	20,79	0	2,59
	1951	110	2Т	110/35/6	31,5				
ПС 110/35/6 кВ Кричина	1964/2016	110	1Т	110/35/6	10	12,5	2,32	1,82	1,60
	1964/2016	110	2Т	35/6	2,5				
ПС 110/35/6 кВ Людиново	1936	110	1Т	110/6	16	47	18,78	9,46	0,00
	1936	110	2Т	110/35/6	16				
	1936	110	3Т	110/35/6	15				
ПС 110/35/6 кВ Маяк	1967/2009	110	1Т	110/6	25	50	21,92	0	4,00
	1967/2009	110	2Т	110/6	25				
ПС 110/35/6 кВ Черкасово	1974	110	1Т	110/35/6	10	20	13,27	2,8	0,00
	1974	110	2Т	110/35/6	10				
ПС 110/6 кВ	1980	110	1Т	110/6	15	30	4,02	1,8	0,47

Аненки	1980	110	2Т	110/6	15				
ПС 110/6 кВ Дубрава	1974	110	1Т	110/6	25	50	14,85	0,19	1,09
	1974	110	2Т	110/6	25				
ПС 110/6 кВ СДВ	2000	110	1Т	110/6	16	32	4,43	0	1,41
	2000	110	2Т	110/6	16				
ПС 110/6 кВ Цветково	1966	110	1Т	110/6	20	80	28,56	0	0,00
	1966	110	2Т	110/6	20				
	1966	110	3Т	110/6	40				
ПС 110/10 кВ Свеча		110	1Т	110/10	2,5	2,5	1,00	0	0,00
ПС 110/10 кВ Центролит	-	110	1Т	110/10	63	126	5,00	0	0,00
	-	110	2Т	110/10	63				
ПС 110/10 кВ Агрегатная	-	110	1Т	110/6	25	50	9,62	0	0,14
	-	110	2Т	110/6	25				
ПС 110/10 кВ Угорская	-	110	1Т	110/10	24	48	5,87	0	10,30
	-	110	2Т	110/10	24				
ПС 110/10 кВ Промзона	2017	110	1Т	110/10	40	80	0,00	0	36,00
	2017	110	2Т	110/10	40				
ПС 110/6 кВ Моторная	-	110	1Т	110/6	25	65	12,52	0	0,22
	-	110	2Т	110/6	40				
ПС 110/6 кВ Турынино (генерация 12 МВт)	-	110	1Т	110/6	25	50	11,10	0	0,95
	-	110	2Т	110/6	25				
ПС 110/Х кВ Автозавод	-	110	1Т		63	126	23,88	0	0,00
	-	110	2Т		63				
ПС 110/6 кВ Радий	-	110	1Т	110/6	40	56	3,32	0	0,00
	-	110	2Т	110/6	16				
ПС 110/6 кВ КМЗ	-	110	1Т	110/6	15	31	5,24	0	0,00
	-	110	2Т	110/6	16				
ПС 110/6 кВ КТЗ	-	110	1Т	110/6	31,5	31,5	3,64	0	0,00
ПС 110/6 кВ Обнинск	-	110	1Т	110/6	16	32	8,28	0	0,00
	-	110	2Т	110/6	16				
ПС 110/10 кВ Рулон	-	110	1Т	110/10	16	32	2,65	0	0,00
	-	110	2Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Воротынский	1994	110	1Т	110/10	25	50	7,63	0	1,22
	1944	110	2Т	110/10	25				
ПС 110/10 кВ Суходрев	1963	110	1Т	110/10	10	20	7,46	0	0,46
	1963	110	2Т	110/10	10				
ПС 110/35/10 кВ Балабаново	1979	110	1Т	110/35/10	25	45	17,21	0	1,17
	1990	110	2Т	110/35/10	20				
ПС 110/35/10 кВ Бабынино	1989	110	1Т	110/35/10	25	50	13,58	0	1,18
	1990	110	2Т	110/35/10	25				

ПС 110/35/10 кВ Палики	-	110	1Т	110/35/10	20	40	7,52	0	0,00
	-	110	2Т	110/35/10	20				
ПС 110/10 кВ Кудринская	1963	110	1Т	110/10	10	22,5	4,25		0,00
	1963	110	2Т	110/10	10				
	1963	110	3Т	110/10	2,5				
ПС 110/35/27 кВ Березовская	-	110	1Т	110/35/27	20	40	2,54	0	0,00
	-	110	2Т	110/35/27	20				
ПС 110/10 кВ Доброе	-	110	1Т	110/10	16	16	1,64	0	0,00
ПС 110/10 кВ Малоярославец	-	110	1Т	110/10	25	45	8,26	0	0,00
	-	110	2Т	110/10	20				
ПС 110/27/10 кВ Сухиничи	-	110	1Т	110/10	10	65	5,49	0	0,00
	-	110	2Т	110/10	15				
	-	110	3Т	110/27	20				
	-	110	4Т	110/27	20				
	-	110	1Т	110/10	16				
ПС 110/10 кВ Тихонова Пустынь	-	110	2Т	110/10	16	32	5,78	0	0,00
	-	110	2Т	110/10	16				
ПС 35/10 кВ Высокиничи	1976	35	1Т	35/10	4	8	5,85	0	2,01
	1976	35	2Т	35/10	4				
ПС 35/10 кВ Коллонтай	1965/2014	35	1Т	35/10	6,3	10,3	7,66	1,2	2,45
	1965/2014	35	2Т	35/10	4				
ПС 35/10 кВ Кудиново	1974	35	1Т	35/10	4	8	4,60	0	1,58
	1974	35	2Т	35/10	4				
ПС 35/10 кВ Мятлево	1964	35	1Т	35/10	2,5	5	2,23	0	0,81
	1964	35	2Т	35/10	2,5				
ПС 35/10 кВ Недельная	1974	35	1Т	35/10	2,5	5	3,53	0,36	1,38
	1974	35	2Т	35/10	2,5				
ПС 35/10 кВ Остров	1993/2014	35	1Т	35/10	6,3	12,6	6,24	0	1,67
	1993/2014	35	2Т	35/10	6,3				
ПС 35/10 кВ Федорино	1966/2014	35	1Т	35/10	4	6,5	3,42	0,5	1,53
	1966/2014	35	2Т	35/10	2,5				

Выполненный анализ позволил выявить ряд подстанций, на которых вероятны перегрузка трансформаторов в режиме n-1 для подстанций с 2 и более трансформаторами и на однострансформаторных подстанциях на которых вероятна перегрузка:

- ПС 110/10 кВ Белоусово;
- ПС 110/35/10 кВ Вега;
- ПС 110/10 кВ Денисово;
- ПС 110/10 кВ Радищево;
- 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 Квань;
- ПС 110/35/10 кВ Козельск;
- 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 Федорино;
- ПС 35/10 кВ Высокиничи;
- ПС 35/10 кВ Коллонтай;
- ПС 35/10 кВ Недельная;

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 два силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	Iном, А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН 10000/110	1987	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДТН 10000/110	2011	10	50,2	1,25	1,55	1,5	1,45

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 13,41 МВА (67,4 А по стороне ВН, 134,3% от  $I_{ном}$ ) и зафиксирована в 23.01.2019.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Белоусово в ПАР предусмотрен перевод 0,9 МВА (приложение Ж) нагрузки на другие центры питания, за время равное 60 минутам. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 12,51 МВА (62,88 А по стороне ВН 110 кВ, 125,3% от  $I_{ном}$ ).

В связи с тем, что значение тока при максимальной нагрузке с учетом перевода мощности на другие центры питания превышает значение ДДТН Т1 и Т2, рекомендуется замена существующего Т1 и Т2 на трансформатор мощностью не менее 2х16 МВА.

### ПС 110/35/10 кВ Вега

На ПС 110/35/10 кВ Вега установлено два трансформатора мощностью 16 МВА:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН-16000/110-76 У1	1977	16	80,3	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДН-16000/110 У1	1994	16	80,3	1,25	1,55	1,5	1,45

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2015-2019 годов составила 29,58 МВА (219,3 А по стороне ВН, 273,1% от  $I_{ном}$ ) и зафиксирована в 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 60 минутам. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 26,08 МВА (131 А по стороне ВН 110 кВ, 163% от  $I_{ном}$ ). Данная нагрузка превышает АДТН Т1 и Т2.

Учитывая превышение значение АДТН Т1 и Т2, рекомендуется замена существующих Т1 и Т2 на трансформаторы мощностью не менее 2х25 МВА

Также по данным филиала «Калугазэнерго» 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 «Калугазэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», Т1 смонтирован на новый фундамент на ПС 110 кВ Вега, Т2 находится на базе Обнинского участка.

### ПС 110/10 кВ Денисово

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН-25000/110У1	1992	25	125,6	1,25	1,55	1,5	1,45
2Т	ТДТН-16000/110У1	2007	16	80,3	1,25	1,55	1,5	1,45

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 19,4 МВА (97,4 А по стороне ВН, 121,3% от I<sub>ном</sub> Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Денисово в ПАР предусмотрен перевод 4,8 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 15 минутам. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 14,6 МВА (73,4 А по стороне ВН 110 кВ, 91,4% от I<sub>ном</sub> Т2). Данная нагрузка не превышает ДДТН Т1 и Т2.

### ПС 110/10 кВ Радищево

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДН 16000/110	1978	16	80,3	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДН 16000/110	1976	16	80,3	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 19,28 МВА (96,8 А по стороне ВН, 120,5% от I<sub>ном</sub>) 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. Величина аварийной перегрузки обмотки ВН Т1, Т2 продолжительностью 120 минут составляет 104,4 А / 130 % I<sub>ном</sub>. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 17,61 МВА (88,4 А по стороне ВН 110 кВ, 110% от I<sub>ном</sub>). Данная нагрузка



не превышает ДДТН Т1, Т2. При данной перегрузке в ПАР трансформаторы способны работать до 24 часов.

Учитывая вышесказанное, замена оборудования по данным отчетного периода не требуется.

### ПС 110/35/10 кВ Азарово

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН-25000/110	1977	25	125,6	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДТН-16000/110 1971	1976	16	80,4	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2015-2019 годов составила 19,83 МВА (99,5 А по стороне ВН, 123,7% от I<sub>ном</sub> Т1) 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 120 минут составляет 104,4 А / 130 % I<sub>ном</sub>. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 18,18 МВА (91,2 А по стороне ВН 110 кВ, 113,4% от I<sub>ном</sub> Т1). Данная нагрузка Т1, Т2 в зимний период допускается без ограничения длительности. Учитывая вышесказанное, 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 два силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДН – 10000/110	1978	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДТН – 10000/110	1987	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка ПС 110 кВ Ворсино в период 2015-2019 годов составила 16,23 МВА (81,6 А по стороне ВН, 162,5 % от  $I_{\text{ном}}$ ) 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 15 минут. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 13,23 МВА (66,5 А по стороне ВН 110 кВ, 132,5% от  $I_{\text{ном}}$ ).

Класс напряжения трансформаторов ПС 110 кВ Ворсино Т1 – 110/10 кВ, Т2 – 110/35/10 кВ. Обмотки НН (10 кВ) трансформаторов загружены неравномерно, и, составляют: Т1 (10 кВ) – 7,47 МВА, Т2 (35 кВ) – 5,95 МВА, Т2(10 кВ) – 2,95 МВА. При аварийном отключении Т2, нагрузка трансформатора Т1 составит 10,42 МВА (104% от от  $I_{\text{ном}}$ ).

Учитывая выше сказанное рекомендуется замена только Т2 на трансформаторы мощностью не менее 1х16 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 Ворсино с заменой трансформатора Т2 10 МВА на 25 МВА. Для установки на ПС 110 кВ Ворсино подготовлен трансформатор Т2 мощностью 25 МВА, демонтированный с ПС 110 кВ Протва в 2018 году и замененный на новый трансформатор 40 МВА.

#### ПС 110/35/10 кВ Квань

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Квань установлено два силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДН – 10000/110	1982	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДН – 10000/110	1974	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 14,93 МВА (75 А по стороне ВН, 149,4% от  $I_{\text{ном}}$ ) и зафиксирована в 28.02.2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Квань в ПАР предусмотрен перевод 2,88 МВА нагрузки, за время равное 60 минутам. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 12,05 МВА (60,6 А по стороне ВН 110 кВ, 121% от  $I_{\text{ном}}$ ). Учитывая вышесказанное, замена оборудования не требуется.

Учитывая, что загрузка трансформаторов Т1 и Т2 в ПАР превышает АДТН рекомендуется замена существующих Т1 и Т2 на трансформаторы мощностью не менее 2х16 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 Квань с заменой трансформаторов Т1 и Т2 2х10 МВА на 2х16 МВА. Планируемый ввод в работу Т1 и Т2 – декабрь 2020 года.

### ПС 110/35/10 кВ Козельск

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Козельск установлено 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	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН 10000/110	1969	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДТНГ 16000/110	1981	16	80,3	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 15,04 МВА (75,5 А по стороне ВН, 150,4% от I<sub>ном</sub>) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2017 года.

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Козельск в ПАР не предусмотрен перевод нагрузки. В ПАР величина перегрузки превышает АДТН Т1, при этом нагрузка Т2 не превышает ДДТН Т2.

Учитывая выше сказанное, рекомендуется замена существующего Т1 на трансформатор мощностью 1х16 МВА.

В настоящий момент филиалом «Калугазэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» формируется ТЗ на проектирование реконструкции ПС 110 кВ Козельск на замену Т1. Планируемый ввод в работу Т1 – декабрь 2021 года.

### ПС 110/35/10 кВ Перемышль

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110/35/10 кВ Перемышль установлено два силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТМТН 6300/110	2002	6,3	31,6	1,25	1,7	1,65	1,55
2Т	ТДТН 10000/110	1979	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 7,12 МВА (35,7 А по стороне ВН, 113% от  $I_{\text{ном}}$  Т1) 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 60 минутам. Величина аварийной перегрузки обмотки ВН Т1 продолжительностью 60 минут составляет 53,7 А / 170 %  $I_{\text{ном}}$ . При этом, нагрузка оставшегося в работе Т1 с учетом перевода мощности может составить 6,16 МВА (30,9 А по стороне ВН 110 кВ, 97,7% от  $I_{\text{ном}}$  Т1). Данная нагрузка не превышает ДДТН Т1.

Учитывая вышесказанное, 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 два силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН 40000/110	2018	40	201	1,25	1,55	1,5	1,45
2Т	ТДТН 25000/110	1991	25	125,5	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 40,49 МВА (190,1 А по стороне ВН, 151,5% от  $I_{\text{ном}}$ ) 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 равно 20 минутам. При этом нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 32,99 МВА (165,8 А по стороне ВН 110 кВ, 132,1 % от  $I_{\text{ном}}$  Т2).

В 2021 году срок службы Т2 составит 30 лет, следовательно, загрузка трансформатора в ПАР превысит длительно допустимую без ограничения длительности согласно таблице 1 приказа Минэнерго России от 08.02.2019 №81.

Учитывая вышесказанное, рекомендуется замена трансформатора Т2 на трансформатор мощностью 40 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 Протва с заменой трансформатора Т2 25 МВА на 40 МВА. В 2019 г. пройдена экспертиза проектной документации. Проводится выбора подрядной организации для проведения СМР. На данный момент трансформатор 40 МВА закуплен. Планируемый ввод в работу Т2 – декабрь 2020 года.

### ПС 110/35/6 кВ Черкасово

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН 10000/110	1974	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДТНГ 10000/110	1974	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 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.

На ПС 110/35/10 кВ Черкасово предусмотрен перевод 2,8 МВА нагрузки, за время равное 15 минут. С учетом перевода нагрузки в ПАР загрузка оставшегося трансформатора составит 10,47 МВА (52,6 А по стороне ВН 110 кВ, 104,7 % от I<sub>ном</sub>).

Учитывая то, что загрузка трансформаторов Т1 и Т2 в ПАР превышает АДТН, рекомендуется замена существующих Т1 и Т2 на трансформаторы мощностью 2х16 МВА.

#### ПС 110/6 кВ Цветково

На ПС 110/6 кВ Цветково установлено три трансформатора мощностью 2х20 МВА и 40 МВА:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДНГ- 20000/110/6	1964	20	100,5	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДНГ- 20000/110/6	1964	20	100,5	1,17	1,3	1,3	1,2
3Т	ТРДН- 40000/110/6	1982	40	201	1,17	1,3	1,3	1,2

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 замены 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 схем ПС к типовой и предлагается реконструкция без увеличения трансформаторной мощности с заменой трансформаторов Т1 и Т2 2х20 на 1х40 МВА.

### ПС 35/10 кВ Кудиново

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

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

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 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.

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

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 «Калугаэнерго» 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. Планируемый ввод в работу Т1 и Т2 – декабрь 2020 года.

### ПС 35/10 кВ Федорино

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 35/10 кВ Федорино установлено два силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН <sup>2</sup> , о.е
						до 2 час при возможности перевода
1Т	ТМ-4000/35/10,5	1993	4	66	1,05	1,3
2Т	ТМН-2500/35/10	1966	2,5	41,2	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 3,42 МВА (56,5 А по стороне ВН, 137,1% от I<sub>ном</sub> Т2) и зафиксирована 28.02.2018 года.

<sup>2</sup> Согласно приказу №4 от 10.01.2019 ПАО «Российские сети», и п.2.1.20, 2.1.21 Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Федорино в ПАР предусмотрен перевод 0,5 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 90 минут. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 2,92 МВА (48,2 А по стороне ВН 35 кВ, 117% от  $I_{ном}$  Т2).

Учитывая превышение ДДТН Т2 после перевода нагрузки на смежные ЦП в аварийном режиме, рекомендуется замена существующего Т2 на трансформатор мощностью 1х4 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 Федорино с заменой трансформатора Т2 2,5 МВА на 4 МВА. По ИПР филиала планируемый ввод в работу Т2 – 2020 год.

### 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 1981 году, тип системы охлаждения – М (естественное масляное охлаждение) и Т2 марки ТМ-4000/35/10-64У1, введенный в эксплуатацию в 1980 году, тип системы охлаждения – М (естественное масляное охлаждение):

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН <sup>2</sup> , о.е
						до 2 час при возможности перевода
1Т	ТМ-4000/35/10-68У1	1981	4	66	1,05	1,3
2Т	ТМ-4000/35/10-64У1	1980	4	66	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 5,85 МВА (96,5 А по стороне ВН, 123,9% от  $I_{ном}$  Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

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

Учитывая отсутствие возможности перевода и превышение ДДТН Т1 и Т2 в аварийном режиме, 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 два силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН <sup>2</sup> , о.е
						до 2 час при возможности перевода
1Т	ТМ-	1992	6,3	104	1,05	1,3

	6300/35/10					
2Т	ТМ- 4000/35/10	1992	4	66	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 7,66 МВА (126,5 А по стороне ВН, 191,7% от  $I_{ном}$  Т2 и 121 % от  $I_{ном}$  Т1) и зафиксирована 28.02.2018 года.

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Коллонтай в ПАР предусмотрен перевод 1,2 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 60 минут. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 6,46 МВА (106,7 А по стороне ВН 35 кВ, 161,7% от  $I_{ном}$  Т2 и 102 % от  $I_{ном}$  Т1).

Учитывая превышение ДДТН Т2 после перевода нагрузки на смежные ЦП в аварийном режиме, рекомендуется замена существующего Т2 на трансформатор мощностью 1х6,3 МВА.

### ПС 35/10 кВ Недельная

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{ном}$ , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 час при возможности перевода
1Т	ТМН- 2500/35/10- 73У1	1987	2,5	41,2	1,05	1,3
2Т	ТМ- 2500/35/10	1984	2,5	41,2	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 3,53 МВА (58,3 А по стороне ВН, 141,5% от  $I_{ном}$  Т2) 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 3,17 МВА (52,3 А по стороне ВН 35 кВ, 126,9% от  $I_{ном}$ ).

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.



**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 2019 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 не выявлено;

- для ввода параметров режима в область длительно допустимых значений при аварийных отключениях в единичных ремонтных схемах достаточно применения схемно-режимных мероприятий, направленных на изменение топологии прилегающей к ПС 500 кВ Калужская сети 220 кВ.

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, Т2 2х10 МВА на 2х16 МВА
- ПС 110/35/10 кВ Вега – замена Т1, Т2 2х16 МВА на 2х25 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Ворсино – замена Т2 1х10 МВА на 1х16 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Квань – замена Т1, Т2 2х10 МВА на 2х16 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Козельск – замена Т1 10 МВА на 16 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Протва – замена Т2 25 МВА на 40 МВА;
- ПС 110/35/6 кВ Черкасово – замена Т1, Т2 2х10 МВА на 2х16 МВА.

Дополнительно требуется реконструкция ПС 35 кВ:

- ПС 35/10 кВ Кудиново – замена Т1, Т2 2х4 МВА на 2х6,3 МВА;
- ПС 35/10 кВ Федорино – замена Т2 1х2,5 МВА на 1х4 МВА;
- ПС 35/10 кВ Высокиничи – замена Т1, Т2 2х4 МВА на 2х6,3 МВА;
- ПС 35/10 кВ Коллонтай – замена Т2 4 МВА на 1х6,3 МВА;
- ПС 35/10 кВ Недельная – замена Т1 и Т2 2х2,5 МВА на 2х4 МВА.

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

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

Промышленность Калужской области на период 2020-2025 годов 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 2020 - 2025 годы**

Прогноз потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Калужской области на 2020 – 2025 годы на основе СиПР ЕЭС России на 2020 - 2026 годы, представлен в таблице 16.

Таблица 16. Прогноз потребления электроэнергии и мощности в энергосистеме Калужской области в 2020 - 2025 годах

Наименование показателя, единица измерения	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Потребление электроэнергии в энергосистеме Калужской области, млн кВт·ч	7003	7088	7362	7499	7868	8041
Абсолютный прирост потребления электроэнергии, млн кВт·ч		85	274	137	369	173
Прирост, процентов		1,21	3,87	1,86	4,92	2,20
Потребление мощности в энергосистеме Калужской области, МВт	1179,0	1199,0	1246,0	1269,0	1316,0	1343,0
Абсолютный прирост потребления мощности, МВт		20	47	23	47	27
Прирост, процентов		1,70	3,92	1,85	3,70	2,05

Прогнозы потребления электроэнергии и мощности Калужской области на 2020 - 2025 годы, представлены на рисунках 10 и 11.

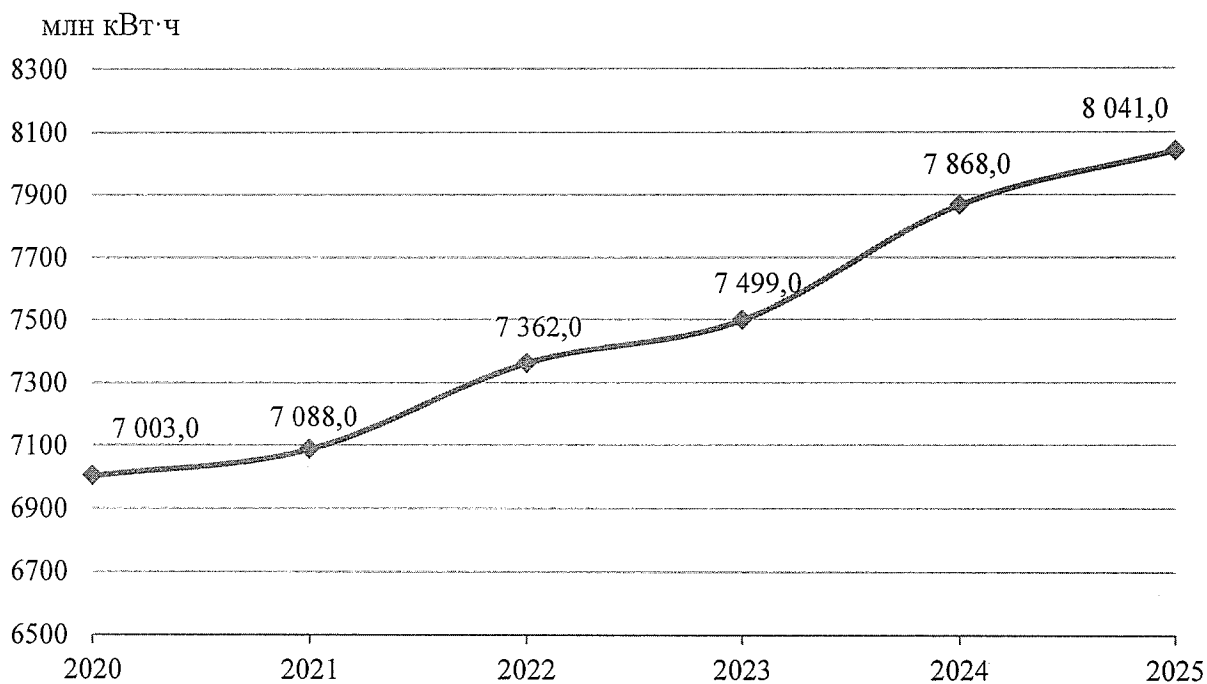


Рисунок 10. Прогноз потребления электроэнергии в энергосистеме Калужской области в 2020 - 2025 годах

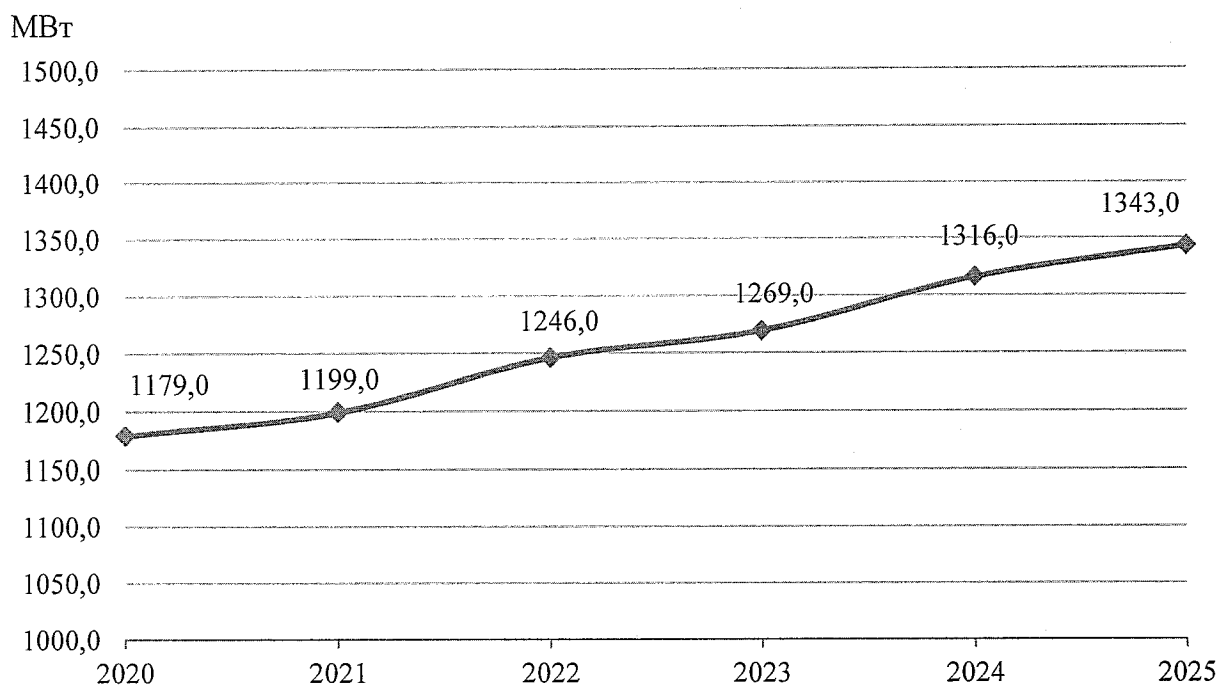


Рисунок 11. Прогноз потребления мощности в энергосистеме Калужской области в 2020 - 2025 годах

Сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии энергосистемы Калужской области, характеризуется среднегодовым темпом 2,78 процента в 2020–2025 годах. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период 2020-2025 годов составляет 1038 млн кВт·ч.

Сценарий прогнозного изменения потребления мощности энергосистемы Калужской области, характеризуется среднегодовым темпом 2,68 процента в 2020-2025 годах. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период 2020-2025 годов составляет 164 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	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Калужский	436	441	456	463	457	457
Обнинский	482	485	500	509	561	587
Энергорайон ПС 220 кВ Электрон	10	18	26	31	34	35
Энергорайон ПС 220 кВ Литейная	190	193	198	201	200	200
Энергорайон ПС 220 кВ Протон	16	16	17	17	17	17
Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево	20	20	21	21	21	21
Энергорайон Думиничи- Хвостовичи	25	26	26	27	26	26

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

Энергорайон	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Калужский	2596	2641	2705	2750	2752	2750
Обнинский	2881	2904	2965	3026	3379	3535
Энергорайон ПС 220 кВ Электрон	60	109	143	172	218	222
Энергорайон ПС 220 кВ Литейная	1118	1154	1131	1159	1228	1222
Энергорайон ПС 220 кВ Протон	93	98	81	86	110	109
Энергорайон ПС 110 кВ Шепелево	111	122	102	110	141	139
Энергорайон Думиничи- Хвастовичи	144	155	119	128	180	177

### 4.3. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Калужской области мощностью более 5 МВт на 2020-2025 годы

Согласно СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы не запланировано действий с генерирующим оборудованием на территории Калужской области в рассматриваемый период 2020 - 2025 годов.

### 4.4. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на 2020-2025 годы

Перспективный баланс мощности энергосистемы Калужской области на 2020-2025 годы представлен в таблице 19 и на рисунке 11.

Таблица 19. Перспективный баланс мощности энергосистемы Калужской области на 2020-2025 годы, МВт

Мощность	Прогноз потребления/выработки мощности					
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Установленная электрическая мощность	142,028	142,028	142,028	142,028	142,028	142,028
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	142,028	142,028	142,028	142,028	142,028	142,028
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
Ограничения мощности (+)/технически возможное превышение над установленной мощностью (-)	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
Располагаемая мощность	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
АЭС	0	0	0	0	0	0
ГЭС	0	0	0	0	0	0
ТЭС	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0	86,0
ВИЭ	0	0	0	0	0	0
Максимум потребления	1179	1199	1246	1269	1316	1343

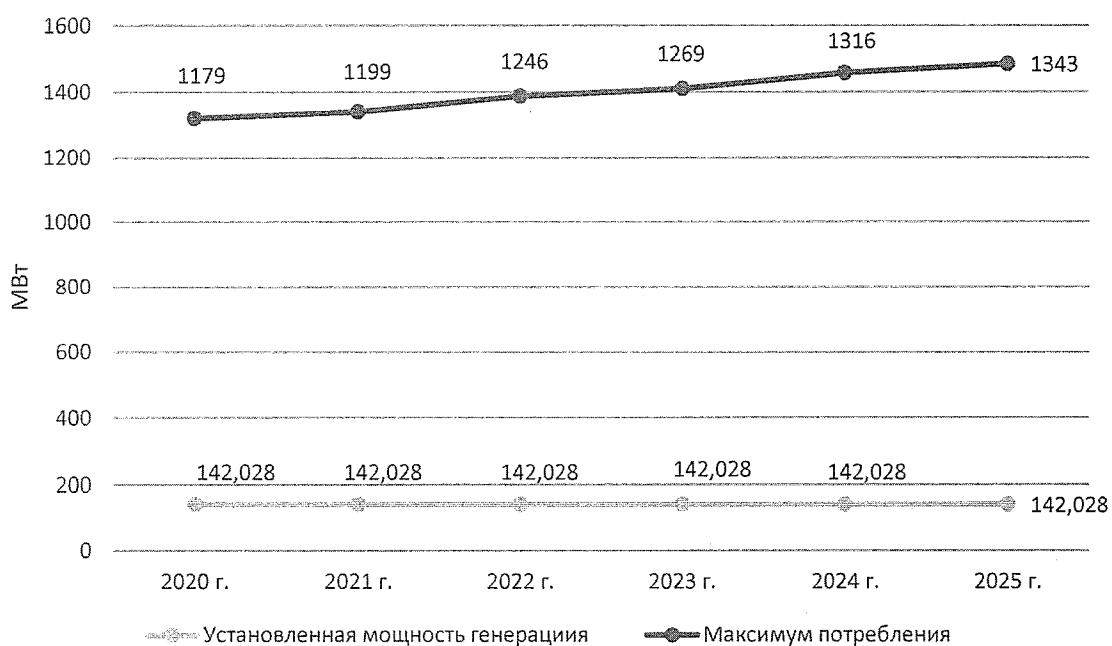


Рисунок 12. Перспективный баланс мощности энергосистемы Калужской области на 2020-2025 годы

Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2020-2025 годы представлен в таблице 20 и на рисунке 12.

Таблица 20. Перспективный баланс по электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2020-2025 годы, млн кВт·ч

Наименование показателя	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч					
	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Потребление электроэнергии	7003	7088	7362	7499	7868	8041
Выработка электроэнергии	253	245	262	287	281	315
Сальдо-переток («+» дефицит – получение; «-» избыток – выдача)	6750	6843	7100	7212	7587	7726

Балансы мощности электроэнергии энергосистемы Калужской области на 2020-2025 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. Определение развития электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Перспективные вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше энергосистемы Калужской области до 2025 годы, сформированные в соответствии с СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы, 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 2025 годы

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры		Год ввода	Заказчик	Основание для выполнения мероприятия
		ВЛ x км	МВ А			
1	Строительство ПС 500 кВ Обнинская трансформаторной мощностью 501 МВА (3x167 МВА с резервной фазой 1x167 МВА) со строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Калужская - Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км (1x14,2 км)	1x14,2	3x167	2024	ПАО «ФСК ЕЭС»	обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга»)
2	Строительство двух ВЛ 220 кВ Обнинск - Созвездие ориентировочной протяженностью 93,76 км (2x46,88 км)	2x46,88	—	2024	филиал «Калуга-энерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга»)
3	Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Созвездие на две линейные ячейки для подключения двух ВЛ 220 кВ Обнинская - Созвездие	—	—	2024		обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга»)



4	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 потребителей (ООО «НЛМК- Калуга»)
5	Реконструкция ПС 220 кВ Орбита с увеличением трансформаторной мощности на 150 МВА до 400 МВА	–	2x20 0	2024	ПАО «ФСК ЕЭС»	реновация основных фондов
6	Строительство новой ПС 110 кВ Университет	–	2x16	2020	филиал «Калуга- энерго» ПАО «МРСК Центра и Привол- жья»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающ их устройств АО «Агенство инновационного развития – Центр кластерного развития Калужской области» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Калуга - Орбита 1,2 с отпайками на ПС 110 кВ Восход, ПС 110 кВ Приокская на ПС Университет	2x4	–	2020		
7	Строительство новой ПС 110 кВ Михали	–	2x6, 3	2020	филиал «Калуга- энерго» ПАО «МРСК Центра и Привол- жья»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающ их устройств ООО «ПрофЗемРесурс» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Юхнов - Кондрово северная с отпайками и ВЛ 110 кВ Кондрово – Черкасово с отпайкой на ПС Медынь на ПС 110 кВ Михали	2x35	–	2020		
8	Реконструкция ПС 110 кВ Ахлебино с установкой Т-2 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА	–	25	2020	филиал «Калуга- энерго» ПАО «МРСК Центра и Привол- жья»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающ их устройств ООО «Инвестпроект» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
	Заходы ВЛ 110 кВ Орбита – Дубрава с отпайкой на ПС 110 кВ Ахлебино	1x0.7 9	–	2020		

9	Сооружение ПС 110 кВ Промзона-2 с отпайками от ВЛ 110 кВ Созвездие – Колосово 1, 2	2x4,8	2x63	2021	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Калуга» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
10	Строительство ПС 110 кВ МКТЛ с питающими линиями от ПС 220 кВ Электрон	2x26	2x63	2020	ООО «Мещовский комбинат точного литья» (ООО «МКТЛ»)	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Мещовский комбинат точного литья» (ООО «МКТЛ») к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
11	Строительство новой ПС 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Созвездие - Колосово	2x1,2 5	2x16	2022	филиал «Калуга-энерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Агропромышленный парк К-Агро» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

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

С целью выявления «узких мест» в энергосистеме Калужской области, для перспективного периода 2021 - 2025 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».

Расчеты электроэнергетических режимов выполняются для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

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<sup>0</sup>С;

режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при расчетной температуре воздуха согласно Приложению А ГОСТ Р 58670-2019 – плюс 5<sup>0</sup>С;

режим летних максимальных нагрузок рабочего дня – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 25<sup>0</sup>С;

режим летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца – плюс 18<sup>0</sup>С.

Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630<sup>3</sup>.

В целях выявления «узких мест» в энергосистеме Калужской области рассматривались следующие расчетные условия:

– для зимнего периода – последствия наиболее тяжелого нормативного возмущения в нормальной схеме электрической сети;

– для летнего периода – последствия наиболее тяжелого нормативного возмущения в нормальной и единичной ремонтной схеме электрической сети».

В нормальной схеме электрической сети энергосистемы Калужской области в электрических режимах зимнего и летнего максимума нагрузок на период 2021 – 2025 годов 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 этапах 2021 – 2025 годов находятся в пределах значений,

<sup>3</sup> При выполнении анализа результатов расчетов электроэнергетических режимов, в случае необходимости выполнения схемно-режимных мероприятий в послеаварийных схемах, время реализации мероприятий принято в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630. Согласно указанному документу продолжительность нормализации послеаварийного режима составляет 20 минут.

допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

### Токовые перегрузки в электрической сети 110 кВ и выше

Как показали расчеты перспективных электрических режимов схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети энергосистемы Калужской области, не выявлено.

По результатам анализа перспективного состояния электроэнергетической системы Калужской области при единичных отключениях в ремонтных схемах в режимах летних максимальных нагрузок в период экстремально высоких температур 2021 – 2025 годов выявлены случаи превышения ДДТН следующих элементов сети:

- АТ-1 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская;
- АТ-2 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская;
- АТ-3 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская.

Токовые перегрузки АТ-1 ПС 500 кВ Калужская выявлены в период летних максимальных нагрузок 2020-2023 годов. Максимальная величина токовой загрузки указанного АТ-1 составила 112% от  $I_{\text{ном}}$  (639 А), которая наблюдалась при нормативных возмущениях, связанных с отключением АТ-2 и АТ-3 ПС 500 кВ Калужская.

Согласно сведениям собственника оборудования, величина круглосуточной перегрузки АТ-1 ПС 500 кВ Калужская в летний период составляет 11% от  $I_{\text{ном}}$ , величина допустимой аварийной токовой загрузки АТ-1 ПС 500 кВ Калужская в летний период составляет 120% от  $I_{\text{ном}}$  длительностью 24 часа и 137% от  $I_{\text{ном}}$  длительностью 20 минут.

Токовые перегрузки АТ-2 ПС 500 кВ Калужская выявлены в период летних максимальных и минимальных нагрузок 2020-2023 годов. Максимальная величина токовой загрузки указанного АТ-2 составила 115% от  $I_{\text{ном}}$  (635 А), которая наблюдалась при нормативных возмущениях, связанных с отключением АТ-1 и АТ-3 ПС 500 кВ Калужская.

Согласно сведениям собственника оборудования, величина допустимой аварийной токовой загрузки трансформаторов в летний период составляет 100% от  $I_{\text{ном}}$  длительностью 24 часа и 120% от  $I_{\text{ном}}$  длительностью 20 минут.

Токовые перегрузки АТ-3 ПС 500 кВ Калужская выявлены в период летних максимальных нагрузок 2020-2023 годов. Максимальная величина токовой загрузки указанного АТ-3 составила 111% от  $I_{\text{ном}}$  (635 А), которая наблюдалась при нормативных возмущениях, связанных с отключением АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Калужская.

Согласно сведениям собственника оборудования, величина круглосуточной перегрузки АТ-3 ПС 500 кВ Калужская в летний период составляет 11% от  $I_{\text{ном}}$ , величина допустимой аварийной токовой загрузки АТ-3 ПС 500 кВ Калужская в летний период составляет 120% от  $I_{\text{ном}}$  длительностью 24 часа и 137% от  $I_{\text{ном}}$  длительностью 20 минут.

Для устранения перегрузок длительностью больше 20 минут или большей величины используется существующая АОПО АТ-1, АТ-2 и АТ-3 ПС 500 кВ

Калужская с управляющим воздействием, направленным на изменение топологии прилегающей сети 220 кВ, а также на отключение нагрузки ПС 220 кВ Метзавод.

Для ликвидации превышения ДДТН рассматриваемых АТ рекомендуется применения схемно-режимных мероприятий, направленных на изменение топологии прилегающей к ПС 500 кВ Калужская сети 220 кВ: отключение ВЛ 220 кВ Калужская – Спутник 1(2) и ВЛ 220 кВ Калужская – Созвездие в течении допустимой длительности загрузки АТ.

Следует отметить, что в период 2024 – 2025 годов превышений ДДТН АТ-1,2 и 3 ПС 500 кВ Калужская не выявлено. Отсутствие перегрузок в данный период объясняется вводом нового центра питания – ПС 500 кВ Обнинская с сооружением двух ВЛ 220 кВ Обнинская – Созвездие.

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

Результаты расчетов ремонтных схем в режиме летних нагрузок выявили приближение к предельной загрузки ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново. При аварийном отключении ВЛ 110 кВ Созвездие – Обнинская ТЭЦ в схеме ремонта 2 скш 110 кВ ПС 220 кВ Созвездие летних максимальных нагрузок в период экстремальных температур 2025 г. загрузка ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново составит 97 % от  $I_{\text{ддтн}}$  (435 А).

Дальнейший рост нагрузки данного района может привести к превышению допустимой загрузки электросетевого оборудования, рассматриваемого энергорайона, что может повлечь за собой необходимость реконструкции ВЛ 110 кВ Мирная – Русиново.

На основании проведенного анализа результатов расчетов электрических режимов в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на этапе 2021-25 годов «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 не выявлено;

- для ввода параметров режима в область длительно допустимых значений при аварийных отключениях в единичных ремонтных схемах достаточно применения схемно-режимных мероприятий, направленных на изменение топологии прилегающей к ПС 500 кВ Калужская сети 220 кВ.

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

С целью выявления дефицитных по мощности ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Калужской области дополнительно к анализу загрузки центров питания за текущий период рассмотренному в разделе 3 произведен анализ

загрузки данных ЦП на основании данных о реализации ТУ на ТП по центрам питания за рассматриваемый перспективный период.

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

Расчет нагрузки ЦП производился с учетом коэффициента разновременности  $k_{рв}$  максимумов нагрузки потребителей (именуемым также коэффициентом несовпадения максимумов нагрузки потребителей).

В таблице 22 приведены значения коэффициентов разновременности, принятые при расчете максимумов нагрузки трансформаторов ЦП 35 кВ и выше.

Таблица 22. Справочные коэффициенты разновременности максимумов нагрузки потребителей

№ п/п	Шины	$k_{рв}$
1	6-10 кВ	0,6
2	35 кВ	0,8
3	110 кВ и выше	0,9

Анализ загрузки ЦП 35 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.

Анализ прогнозной загрузки ЦП 110 кВ и выше в энергосистеме Калужской области в период 2021 – 2025 годов представлен в таблице 23.



кВ Электрон				10																
	2015	220	АТ-2	220/110/ 10	125															
ПС 220/15/ 6 кВ Лафарж	н/д	220	1Т	220/15/6	63	126	27,66	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	27,66	27,66	27,66	27,66	27,66	27,66
	н/д	220	2Т	220/15/6	63															
ПС 220/110/ 10 кВ Протон	н/д	220	АТ-1	220/110/ 10	125	250	0,00	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	н/д	220	АТ-2	220/110/ 10	125															
	н/д	220	АТ-1 (НН)	220/110/ 10	125	250	1,66	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66	1,66
	н/д	220	АТ-2 (НН)	220/110/ 10	125															
ПС 220 кВ Войлово	2018	220	1Т	220/10	160	160	20,00	0	0,000	0,000	120,00	0,000	0,000	120,00	154,83	154,83	154,83	154,83	154,83	154,83
ПС 220/110 кВ Созвездие	2011	220	АТ-1	220/110	250	500	147,85	0,1	68,000	0,000	0,000	0,000	0,000	68,00	147,75	147,75	161,24	189,33	202,81	216,29
	2018	220	АТ-2	220/110	250															
ПС 220/110 кВ Созвездие	2011	220	АТ-1 (сторона НН)	220/10	250	500	10,47	0,1	0,000	0,000	83,490	0,000	0,000	83,49	66,65	66,65	66,65	66,65	66,65	66,65
	2018	220	АТ-2 (сторона НН)	220/10	250															
ПС 110/10 кВ Белкино	1975	110	1Т	110/10	25	65	24,33	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33	24,33
	2010	110	2Т	110/10	40															
	1987	110	1Т	110/35/10	10															
ПС 110/10 кВ Белоусово	2011	110	2Т	110/35/ 10	10	20	13,41	0,9	0,000	0,000	0,946	1,548	3,600	6,09	17,32	15,26	15,26	15,26	15,26	15,26
ПС 110/10 кВ Буран	2011	110	1Т	110/35/ 10	25	25	3,80	3,8	0,000	0,000	0,715	0,455	1,510	2,68	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91	4,91
ПС 110/35/10 кВ Вега	2006	110	1Т	110/10	16	32	29,58	3,5	0,000	0,000	1,095	1,615	6,816	9,53	32,86	32,86	32,86	32,86	32,86	32,86
	2006	110	2Т	110/35/ 10	16															
ПС 110/10 кВ Верховая	2016	110	1Т	110/10	25	25	8,13	0	0,000	0,000	5,480	0,000	0,000	5,48	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07	12,07
ПС 110/10 кВ Восток	2011	110	1Т	110/10	16	32	12,71	3,9	0,000	0,000	14,000	0,000	0,000	14,00	22,78	22,78	22,78	22,78	22,78	22,78
	2011	110	2Т	110/10	16															
ПС 110/10 кВ Гранат	1985	110	1Т	110/10	40	80	16,60	0	0,000	0,000	11,080	0,000	0,000	11,08	24,57	24,57	24,57	24,57	24,57	24,57
	1985	110	2Т	110/10	40															
ПС 110/10 кВ Денисово	2007	110	1Т	110/10	25	41	19,40	4,8	0,000	0,000	1,500	0,000	0,000	1,50	20,48	20,48	20,48	20,48	20,48	20,48
	2007	110	2Т	110/10	16															





ПС 110/35/10 кВ Болва	1974	110	2Т	110/35/10	25	25	12,31	11,74	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	
	1977	110	1Т	110/10	10	20	16,23	3	0,000	0,000	0,185	0,615	1,168	1,97	15,87	15,87	15,87	15,87	15,87	15,87	
ПС 110/35/10 кВ Ворсино	1977	110	2Т	110/35/10	10																
ПС 110/35/10 кВ Галкино	1986/2008	110	1Т	110/35/10	25	50	9,61	2,64	0,000	0,000	0,550	1,068	0,975	2,59	10,70	10,70	10,70	10,70	10,70	10,70	
	ПС 110/35/10 кВ Думиничи	1986/2008	110	2Т	110/35/10																25
ПС 110/35/10 кВ Квань	1983	110	1Т	110/35/10	16	26	5,96	2,1	0,000	0,000	0,015	0,050	0,136	0,20	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	
	ПС 110/35/10 кВ Козельск	1983	110	2Т	110/35/10																10
ПС 110/35/10 кВ Козельск	1982	110	1Т	110/35/10	10	20	14,93	2,88	0,000	0,000	4,163	0,694	1,082	5,94	16,69	16,69	16,69	16,69	16,69	16,69	
	ПС 110/35/10 кВ Козельск	1974	110	2Т	110/35/10																10
ПС 110/35/10 кВ Козельск	1969	110	1Т	110/35/10	10	26	15,04	0	0,000	0,000	1,135	0,945	0,875	2,95	16,47	16,47	16,47	16,47	16,47	16,47	
	ПС 110/35/10 кВ Колосово	1981	110	2Т	110/35/10																16
ПС 110/35/10 кВ Колосово	2014	110	1Т	110/35/10	63	126	11,80	11,8	0,000	0,000	40,000	0,000	0,000	40,00	40,56	40,56	40,56	40,56	40,56	40,56	
	ПС 110/35/10 кВ Кондрово	2014	110	2Т	110/35/10																63
ПС 110/35/10 кВ Кондрово	1963	110	1Т	110/35/10	20	65	31,76	10,69	0,000	0,000	2,000	0,000	0,000	2,00	33,20	33,20	33,20	33,20	33,20	33,20	
	ПС 110/35/10 кВ Космос	1963	110	2Т	110/35/10																20
	ПС 110/35/10 кВ Космос	1963	110	3Т	110/35/10																25
ПС 110/35/10 кВ Космос	1991	110	1Т	110/35/10	16	32	16,38	3,83	0,000	0,000	1,390	0,590	2,954	4,93	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41	18,41	
	ПС 110/35/10 кВ Маклаки	1991	110	2Т	110/35/10																16
ПС 110/35/10 кВ Медынь	1964	110	1Т	110/35/10	6,3	6,3	1,91	0,76	0,000	0,000	0,000	0,000	0,028	0,03	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92	
	ПС 110/35/10 кВ Мещовск	1995	110	1Т	110/35/10	16	32	13,74	2	0,000	0,000	0,687	1,076	2,191	3,95	15,26	15,26	15,26	15,26	15,26	
ПС 110/35/10 кВ Мещовск	1995	110	2Т	110/35/10	16																
ПС 110/35/10 кВ Мещовск	1982	110	1Т	110/35/10	16	32	7,91	4,82	0,000	0,000	0,044	0,070	0,189	0,30	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	
	ПС 110/35/10 кВ Мосальск (старая)	1982	110	2Т	110/35/10																16
ПС 110/35/10 кВ Мосальск (старая)	1963	110	2Т	110/35/10	16	16	6,17	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17	6,17	
ПС 110/35/ 10 кВ Острожная	1984	110	2Т	110/35/10	10	10	3,80	0	0,000	0,000	0,100	0,267	0,382	0,75	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	4,08	
ПС 110/35/ 10 кВ	2002	110	1Т	110/35/10	6,3	16,3	7,12	0,96	0,000	0,000	0,170	0,054	0,344	0,57	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	7,36	
	ПС 110/35/ 10 кВ	1979	110	2Т	110/35/10																10

Перемышль																				
ПС 110/35/10 кВ Протва	2018	110	1Т	110/35/10	40	65	40,49	7,5	0,000	0,000	2,070	1,178	3,516	6,76	40,78	40,78	40,78	40,78	40,78	40,78
	1981	110	2Т	110/35/10	25															
ПС 110/35/10 кВ Пятовская	1972	110	1Т	110/35/10	25	50	13,53	0,78	0,000	0,000	0,184	0,296	1,392	1,87	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16
	1972	110	2Т	110/35/10	25															
ПС 110/35/10 кВ Росва	1981/2009	110	1Т	110/35/10	25	50	13,91	10,22	0,000	0,000	9,000	0,000	0,000	9,00	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38	20,38
	1981/2009	110	2Т	110/35/10	25															
ПС 110/35/10 кВ Руднево	1990	110	1Т	110/35/10	16	32	5,16	1,27	0,000	0,000	0,000	0,133	0,100	0,23	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
	1990	110	2Т	110/35/10	16															
ПС 110/35/10 кВ Русиново	1978/2009	110	1Т	110/35/10	40	80	26,33	0	0,000	0,000	8,990	0,300	0,237	9,53	32,98	32,98	32,98	32,98	32,98	32,98
	1978/2009	110	2Т	110/35/10	40															
ПС 110/35/ 10 кВ Середейск	1956	110	1Т	110/35/10	16	41	3,81	2,01	0,000	0,000	0,000	0,005	0,135	0,14	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85	3,85
	1956	110	2Т	110/35/10	25															
ПС 110/35/ 10 кВ Товарково	2011	110	1Т	110/35/10	16	32	11,05	0	0,000	0,000	0,150	0,500	1,487	2,14	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76	11,76
	2011	110	2Т	110/35/10	16															
ПС 110/35/ 10 кВ Фаянсовая	1947	110	1Т	110/35/10	16	32	14,15	11,4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,028	0,03	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16	14,16
	1947	110	2Т	110/35/10	16															
ПС 110/35/ 10 кВ Ферзиково	1958	110	1Т	110/35/10	16	32	12,22	4,7	0,000	0,000	0,305	0,405	0,937	1,65	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86	12,86
	1958	110	2Т	110/35/10	16															
ПС 110/35/ 10 кВ Хвастовичи	1970	110	1Т	110/35/10	10	20	3,81	1,84	0,000	0,000	0,000	0,055	0,116	0,17	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86	3,86
	1970	110	2Т	110/35/10	10															
ПС 110/35/10 кВ Чипляево	1973	110	1Т	110/35/10	16	22,3	4,80	3,67	0,000	0,000	0,300	0,000	0,101	0,40	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04	5,04
	1973	110	2Т	110/35/10	6,3															
ПС 110/35/10 кВ Шепелево	1956	110	1Т	110/35/10	10	17,5	4,27	0	0,000	0,000	2,400	0,000	0,103	2,50	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03	6,03
	1956	110	2Т	110/35/10	7,5															
ПС 110/35/10 кВ Юхнов	1973	110	1Т	110/35/10	16	32	10,03	1,63	0,000	0,000	0,095	0,340	0,811	1,25	10,46	10,46	10,46	10,46	10,46	10,46
	1973	110	2Т	110/35/ 10	16															
ПС 110/35/6 кВ Железняки	1957	110	1Т	110/6	16	32	11,75	0	0,000	0,000	0,000	0,985	0,607	1,59	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31	12,31
	1957	110	2Т	110/35/6	16															



Радий	н/д	110	2Т	110/6	16																
ПС 110/6 кВ КМЗ	н/д	110	1Т	110/6	15	31	5,24	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24	5,24
	н/д	110	2Т	110/6	16																
ПС 110/6 кВ КТЗ	н/д	110	1Т	110/6	31,5	31,5	3,64	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64	3,64
ПС 110/6 кВ Обнинск	н/д	110	1Т	110/6	16	32	8,28	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28	8,28
	н/д	110	2Т	110/6	16																
ПС 110/10 кВ Рулон	н/д	110	1Т	110/10	16	32	2,65	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65	2,65
	н/д	110	2Т	110/10	16																
ПС 110/10 кВ Воротынский	1994	110	1Т	110/10	25	50	7,63	0	0,000	0,000	0,010	0,455	0,756	1,22	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03	8,03
	1944	110	2Т	110/10	25																
ПС 110/ 10 кВ Суходрев	1963	110	1Т	110/10	10	20	7,46	0	0,000	0,000	0,000	0,370	0,090	0,46	7,63	7,63	7,63	7,63	7,63	7,63	7,63
	1963	110	2Т	110/10	10																
ПС 110/35/10 кВ Балабаново	1979	110	1Т	110/35/10	25	45	17,21	0	0,000	0,000	0,150	0,591	0,432	1,17	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67	17,67
	1990	110	2Т	110/35/10	20																
ПС 110/35/10 кВ Бабынино	1989	110	1Т	110/35/10	25	50	13,58	0	0,000	0,000	0,100	0,605	0,477	1,18	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03	14,03
	1990	110	2Т	110/35/10	25																
ПС 110/35/10 кВ Палики	н/д	110	1Т	110/35/10	20	40	7,52	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52	7,52
	н/д	110	2Т	110/35/10	20																
ПС 110/10 кВ Кудринская	1963	110	1Т	110/10	10	22,5	4,25		0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25	4,25
	1963	110	2Т	110/10	10																
	1963	110	3Т	110/10	2,5																
ПС 110/35/ 27 кВ Березовская	н/д	110	1Т	110/35/27	20	40	2,54	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54	2,54
	н/д	110	2Т	110/35/27	20																
ПС 110/10 кВ Доброе	н/д	110	1Т	110/10	16	16	1,64	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64	1,64
ПС 110/ 10 кВ Малояро- славец	н/д	110	1Т	110/10	25	45	8,26	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26	8,26
	н/д	110	2Т	110/10	20																
ПС 110/27/10 кВ Сухиничи	н/д	110	1Т	110/10	10	65	5,49	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49	5,49
	н/д	110	2Т	110/10	15																
	н/д	110	3Т	110/27	20																
	н/д	110	4Т	110/27	20																
ПС 110/10 кВ Тихонова Пустынь	н/д	110	1Т	110/10	16	32	5,78	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,00	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78	5,78
	н/д	110	2Т	110/10	16																

ПС 35/10 кВ Высокиниччи	1976	35	1Т	35/10	4	8	5,85	0	0,000	0,000	0,165	0,255	1,590	2,01	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66	6,66
	1976	35	2Т	35/10	4															
ПС 35/10 кВ Коллонтай	1965/2014	35	1Т	35/10	6,3	10	7,66	1,2	0,000	0,000	0,000	0,400	1,517	1,92	8,37	8,37	8,37	8,37	8,37	8,37
	1965/2014	35	2Т	35/10	4															
ПС 35/10 кВ Кудиново	1974	35	1Т	35/10	4	8	4,6	0	0,000	0,000	0,085	0,165	1,329	1,58	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35	4,35
	1974	35	2Т	35/10	4															
ПС 35/10 кВ Мяtleво	1964	35	1Т	35/10	2,5	5	2,23	0	0,000	0,000	0,300	0,199	0,310	0,81	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
	1964	35	2Т	35/10	2,5															
ПС 35/10 кВ Недельная	1974	35	1Т	35/10	2,5	5	3,53	0,36	0,000	0,000	0,000	0,495	0,889	1,38	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58	3,58
	1974	35	2Т	35/10	2,5															
ПС 35/10 кВ Остров	1993/2014	35	1Т	35/10	6,3	12,6	6,24	0	0,000	0,000	0,906	0,182	0,585	1,67	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34	7,34
	1993/2014	35	2Т	35/10	6,3															
ПС 35/10 кВ Федорино	1966/2014	35	1Т	35/10	4	6,5	3,01	0,5	0,000	0,000	0,065	0,410	1,057	1,53	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63	3,63
	1966/2014	35	2Т	35/10	2,5															
ПС 110 кВ Промзона-2 (новая)	нов	110	1Т	110/10	63	126	0,00	0	0,000	0,000	58,000	0,000	0,000	58,00	0,00	13,48	30,34	43,82	57,30	65,17
	нов	110	2Т	110/10	63															
ПС 110 кВ Михали (новая)	нов	110	1Т	110/10	6	13	0,00	0	0,000	0,000	4,980	0,000	0,000	4,98	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60
	нов	110	2Т	110/10	6															
ПС 110/10 кВ МКТЛ (новая)	нов	110	1Т	110/10	63	126	0,00	0	0,000	0,000	60,000	0,000	0,000	60,00	0,00	40,45	40,45	40,45	40,45	40,45
	нов	110	2Т	110/10	63															
ПС 110/10 кВ Университет (новая)	нов	110	1Т	110/10	16	32	0,00	0	0,000	0,000	13,011	0,000	0,000	13,01	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62	14,62
	нов	110	2Т	110/10	16															
ПС 110/10 кВ К-Арго (новая)	нов	110	1Т	110/10	16	32	0,00	0	0,000	0,000	10,000	0,000	0,000	10,00	11,24	11,24	11,24	11,24	11,24	11,24
	нов	110	2Т	110/10	16															

Выполненный анализ позволил выявить в дополнении к разделу 3.2, ряд подстанций, на которых вероятны перегрузка трансформаторов в режиме n-1 для подстанций с 2 и более трансформаторами и на однострансформаторных подстанциях на которых вероятна перегрузка с учетом прироста мощности по договорам на технологическое присоединение:

- ПС 110/10 кВ Вега;
- ПС 110/10 кВ Восток;
- ПС 110/10 кВ Денисово;
- ПС 110/10 кВ Радищево;
- ПС 110/10 Строительная;
- ПС 110/35/10 кВ Космос;
- ПС 110/35/10 кВ Перемышль;
- ПС 35/10 кВ Мятлево;
- ПС 35/10 кВ Коллонтай;
- ПС 35/10 кВ Остров.

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 110/35/10 кВ Вега

На ПС 110/35/10 кВ Вега установлено два трансформатора мощностью 16 МВА.

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН-16000/110-76 У1	1977	16	80,3	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДН-16000/110 У1	1994	16	80,3	1,25	1,55	1,5	1,45

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2015-2019 годов составила 29,58 МВА (219,3 А по стороне ВН, 273,1% от I<sub>ном</sub>) и зафиксирована в 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 60 минутам. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 26,08 МВА (131 А по стороне ВН 110 кВ, 163% от I<sub>ном</sub>). Данная нагрузка превышает АДТН Т1 и Т2.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 9,53 МВА к ПС 110 кВ Вега (заключено 510 договоров на ТП с напряжением энергопринимающих устройств 10-0,4 кВ). При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 31,49 МВА (158 А по стороне ВН, 196,7 % от  $I_{ном}$ ).

При установке трансформаторы 2x25 МВА и реализации ТУ на ТП нагрузка оставшегося в работе трансформатора при аварийном отключении другого может составить 126 % от  $I_{ном}$ . Согласно приказу Минэнерго России от 08.02.2019 №81 данная нагрузка Т1, Т2 в зимний период превышает ДДТН без ограничения длительности.

### ПС 110/10 кВ Восток

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДН-16000/110	2011	16	80,3	1,25	1,55	1,5	1,45
2Т	ТДН-16000/110	2011	16	80,3	1,25	1,55	1,5	1,45

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2015-2019 годов составила 12,71 МВА (63,9 А по стороне ВН, 79,6% от  $I_{ном}$ ) и зафиксирована в летний контрольный замер 2019 года.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 14 МВА к ПС 110 кВ Восток. При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 22,78 МВА (114,5 А по стороне ВН, 142,6 % от  $I_{ном}$ ).

Учитывая, не превышения АДТН для 24 часов в ПАР отключения одного трансформатора реконструкция ПС 110 кВ Восток не требуется.

### ПС 110/10 кВ Денисово

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН-25000/110У1	1992	25	125,6	1,25	1,55	1,5	1,45
2Т	ТДТН-16000/110У1	2007	16	80,3	1,25	1,55	1,5	1,45



Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2014-2018 годов составила 19,4 МВА (97,4 А по стороне ВН, 121,3% от  $I_{\text{ном}}$  Т2) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2018 года.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,5 МВА к ПС 110 кВ Денисово. При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 20,48 МВА (102,9 А по стороне ВН, 128,1 % от  $I_{\text{ном}}$ ).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Денисово в ПАР предусмотрен перевод 4,8 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 15 минутам. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 15,68 МВА (78,8 А по стороне ВН 110 кВ, 98% от  $I_{\text{ном}}$  Т2). Данная нагрузка не превышает ДДТН Т1 и Т2.

### ПС 110/10 кВ Радищево

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	$I_{\text{ном}}$ , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДН 16000/110	1978	16	80,3	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДН 16000/110	1976	16	80,3	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 19,28 МВА (96,8 А по стороне ВН, 120,5% от  $I_{\text{ном}}$ ) 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. Величина аварийной перегрузки обмотки ВН Т1, Т2 продолжительностью 120 минут для температуры окружающей среды  $-5^{\circ}\text{C}$  составляет 104,4 А / 130 %  $I_{\text{ном}}$ . Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом перевода мощности может составить 17,61 МВА (88,4 А по стороне ВН 110 кВ, 110% от  $I_{\text{ном}}$ ). Данная нагрузка не превышает ДДТН Т1, Т2. При данной перегрузке в ПАР трансформаторы способны работать до 24 часов.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,82 МВА к ПС 110 кВ Радищево (заключено 153 договоров на ТП с напряжением энергопринимающих устройств 10-0,4 кВ). При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 19,84 МВА (99,7 А по стороне ВН, 124 % от  $I_{\text{ном}}$ ).

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. Величина аварийной перегрузки обмотки ВН Т1, Т2 продолжительностью 120 минут для температуры окружающей среды  $-5^{\circ}\text{C}$

составляет  $104,4 \text{ A} / 130 \% I_{\text{ном}}$ . Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить  $18,17 \text{ МВА}$  ( $91,3 \text{ A}$  по стороне ВН  $110 \text{ кВ}$ ,  $113,7\%$  от  $I_{\text{ном}}$ ). Данная загрузка не превышает ДДТН трансформаторов.

Учитывая наличие мероприятия по замене трансформаторов на ПС  $110 \text{ кВ}$  Радищево с  $2 \times 16$  на  $2 \times 25$  в утвержденной инвестиционной программе филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», целесообразность реализации мероприятия по замене существующих Т1, Т2 на трансформаторы мощностью  $2 \times 25 \text{ МВА}$  требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на последующий период.

### ПС 110/10 кВ Строительная

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС  $110/10 \text{ кВ}$  Строительная установлено два силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДН 10000/110	1977	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДТНГ 10000/110	1977	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила  $10,01 \text{ МВА}$  ( $50,3 \text{ A}$  по стороне ВН,  $100 \%$  от  $I_{\text{ном}}$ ) и зафиксирована 28.02.2018 года.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью  $6,35 \text{ МВт}$  к ПС  $110 \text{ кВ}$  Строительная (заключено 106 договоров на ТП с напряжением энергопринимающих устройств  $10-0,4 \text{ кВ}$ ). При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить  $12,2 \text{ МВА}$  ( $61,3 \text{ A}$  по стороне ВН  $110 \text{ кВ}$ ,  $122\%$  от  $I_{\text{ддтн}}$ ).

Согласно данным собственника на ПС  $110 \text{ кВ}$  Строительная не предусмотрена возможность перевода части нагрузки на другие центры питания. С учетом реализации ТУ на ТП в ПАР перегрузка Т1, Т2 превышает АДТН.

В настоящий момент филиалом «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» для реконструкции данной ПС выполнены в полном объеме ПИРы по реконструкции ПС  $110 \text{ кВ}$  Строительная с заменой трансформатора Т1  $10 \text{ МВА}$  на  $16 \text{ МВА}$ , планируется перекачка демонтируемого трансформатора с ПС  $110 \text{ кВ}$  Вега в 2020 г. Планируемый ввод в работу Т1 – декабрь 2020 г. По замене Т2 – начато формирование Т3 на проектирование.

Учитывая вышесказанное, рекомендуется замена существующих Т1, Т2 на трансформаторы мощностью  $2 \times 16 \text{ МВА}$ .

### ПС 110/35/10 кВ Космос

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТДТН-16000/110/35/10	1986	16	80,3	1,17	1,3	1,3	1,2
2Т	ТДТН-16000/110/35/10	1981	16	80,3	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка Т1 и Т2 в период 2015-2019 годов составила 16,4 МВА (82,3 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 2,98 МВт к ПС 110 кВ Космос. При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 17,76 МВА (89,3 А по стороне ВН 110 кВ, 111% от I<sub>ном</sub>).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Космос в ПАР предусмотрен перевод 3,83 МВА нагрузки на другие центры питания, за время равное 15 минут. Нагрузка оставшегося в работе трансформатора с учетом мощности перевода может составить 13,93 МВА (70 А по стороне ВН 110 кВ, 87% от I<sub>ном</sub> Т1). Данная нагрузка не превышает ДДТН Т1, Т2.

### ПС 110/35/10 кВ Перемышль

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТМТН 6300/110	2002	6,3	31,6	1,25	1,7	1,65	1,55
2Т	ТДТН 10000/110	1979	10	50,2	1,17	1,3	1,3	1,2

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 7,12 МВА (35,7 А по стороне ВН, 113% от I<sub>ном</sub> Т1) и зафиксирована в зимний контрольный замер 2016 года.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,57 МВт. При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 7,36 МВА (37 А по стороне ВН 110 кВ, 117% от I<sub>ном</sub> Т1).

Согласно данным собственника на ПС 110/35/10 кВ Перемышль в ПАР предусмотрен перевод 0,96 МВА нагрузки, за время равное 60 минутам. Величина аварийной перегрузки обмотки ВН Т1 продолжительностью 60 минут для

температуры окружающей среды  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  составляет  $53,7\text{ А} / 170\% I_{\text{ном}}$ . При этом, нагрузка оставшегося в работе Т1 с учетом перевода мощности может составить  $6,4\text{ МВА}$  ( $32\text{ А}$  по стороне ВН  $110\text{ кВ}$ ,  $101,3\%$  от  $I_{\text{ном}}$  Т1). Данная нагрузка не превышает ДДТН Т1.

Учитывая вышесказанное, замена оборудования не требуется.

### 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. Согласно действующим техническим условиям к шинам 10 кВ ПС 220 кВ Войлово подключены потребители третьей категории надежности. В случае поступления заявок на технологическое присоединение потребителей 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, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения и пр. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

### ПС 110/10 кВ Промзона-1

В настоящий момент в целях снабжения потребителей на ПС 110 кВ Промзона-1 установлено 2 два силовых трансформатора:

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е		
						20 мин	2 час	24 час
1Т	ТРДН-40000/110-У1	2017	40	201	1,25	1,7	1,65	1,55
2Т	ТРДН-40000/110-У1	2017	40	201	1,25	1,7	1,65	1,55

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  $36\text{ МВт}$  ( $26\text{ МВт}$  из которых заявленная мощность ООО «Кроношпан» по 1 этапу набора мощности) к ПС 110 кВ Промзона-1. При этом расчетная нагрузка ПС 110 кВ Промзона может составить до  $25,89\text{ МВА}$ , 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 выше сказанное необходимость реализации мероприятий по развитию сети 110 кВ в районе ПС 110 кВ Промзона-1, обусловленных возможной реализацией технологического присоединения новых потребителей, итоговые технические решения 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, с учетом выполненных внестадийных работ, схем развития систем электроснабжения и пр. для последующей координации развития распределительных и основных электрических сетей.

### ПС 35/10 кВ Мятлево

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 час при возможности перевода
1Т	ТМН-2500/35/10	1964	2,5	41,3	1,05	1,3
2Т	ТМН-2500/35/10	1964	2,5	41,3	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 - 2019 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.

Согласно данным филиала «Калугаэнерго» 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 0,81 МВт к ПС 35 кВ Мятлево. При этом расчетная нагрузка ПС 35 кВ Мятлево может составить до 2,7 МВА (44,6 А по стороне ВН 110 кВ, 108% от I<sub>ном</sub>), что превышает ДДТН в ремонтной схеме.

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

Таким образом, одним из вариантов развития электрической сети с учетом технологического присоединения потребителей в объеме, соответствующем информации филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», может стать реконструкция ПС 35 кВ Мятлево с заменой трансформаторов мощностью 2х2,5 МВА на 2х4 МВА, высвобождающихся с ПС 35 кВ Кудиново.

Мероприятие по увеличению трансформаторной мощности ПС 35 кВ Мятлево до 2х4 МВА также рекомендовано в схеме территориального планирования муниципального района «Износковский район» Калужской области в редакции утвержденной Решением Районного Совета от 29.12.2017 №137.

Рекомендуемый срок выполнения мероприятия: 2020 год.

По данным администрации муниципального района «Износковский район» 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 (117 А по стороне ВН 35 кВ, 283 %  $I_{ном}$ ) по стороне ВН 35 кВ, что превышает АДТН в ремонтной схеме).

В целях устранения превышения АДТН одного из трансформаторов ПС 35 кВ Мятлево при аварийном отключении другого рекомендуется предусмотреть реконструкцию ПС 35 кВ Мятлево с заменой трансформаторов 2х2,5 МВА на трансформаторы 2х10 МВА.

С учетом вышеуказанного мероприятия по увеличению трансформаторной мощности ПС 35 кВ Мятлево возможно выполнить в 2 этапа:

на 1 этапе в 2021 году – замена 2 трансформаторов с 2х2,5 МВА на 2х4 МВА (перекатка с ПС 35/10 кВ «Кудиново»);

на 2 этапе – в рамках осуществления заявителями процедур технологического присоединения в заявленном объеме, замена трансформаторов с 2х4 МВА на 2х10 МВА.

### ПС 35/10 кВ Коллонтай

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН <sup>2</sup> , о.е
						до 2 час при возможности перевода
1Т	ТМ-6300/35/10	1992	6,3	104	1,05	1,3
2Т	ТМ-4000/35/10	1992	4	66	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2015-2019 годов составила 7,66 МВА (126,5 А по стороне ВН, 191,7% от  $I_{ном}$  Т2 и 121 % от  $I_{ном}$  Т1) и зафиксирована 28.02.2018.

Учитывая превышение ДДТН Т2 после перевода нагрузки на смежные ЦП в аварийном режиме, рекомендуется замена существующего Т2 на трансформатор мощностью 1х6,3 МВА.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,92 МВт на ПС 35/10 кВ Коллонтай. При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 8,37 МВА (138,2 А по стороне ВН 110 кВ, 209,4% от  $I_{\text{ном}}$  Т2 и 132,9% от  $I_{\text{ном}}$  Т1).

С учетом возможности перевода на смежные ЦП нагрузка оставшегося в работе трансформатора может составить 7,17 МВА (118,4 А по стороне ВН 35 кВ, 179,4% от  $I_{\text{ном}}$  Т2 и 114% от  $I_{\text{ном}}$  Т1).

Учитывая вышесказанное, рекомендуется замена существующих Т1, Т2 на трансформаторы мощностью 2х10 МВА.

### ПС 35/10 кВ Остров

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

Тр-р	Марка	Год ввода	S, МВА	I <sub>ном</sub> , А	ДДТН, о.е	АДТН, о.е
						до 2 час при возможности перевода
1Т	ТМ-6300/35/10	1993	6,3	104	1,05	1,3
2Т	ТМН-6300/35/10	1993	6,3	104	1,05	1,3

Максимальная нагрузка данной подстанции в период 2014-2018 годов составила 6,24 МВА (103 А по стороне ВН, 99% от  $I_{\text{ном}}$ ) и зафиксирована 28.02.2018 года.

В рамках реализации ТУ на ТП планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,67 МВт на ПС 35/10 кВ Остров. При этом перспективная нагрузка данной подстанции может составить 7,34 МВА (121,2 А по стороне ВН 110 кВ, 116,5% от  $I_{\text{ном}}$ ).

Согласно данным собственника на ПС 35/6 кВ Остров не предусмотрен перевод нагрузки на другие центры питания.

Учитывая отсутствие возможности перевода и превышение ДДТН Т1 и Т2 в аварийном режиме, 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. Планируемый ввод в работу Т1 и Т2 – декабрь 2020 года.

#### **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) в период 2021 - 2025 годов выявлены превышения АДТН следующих электросетевых элементов Калужской области:

при единичных отключениях в ремонтной схеме: АТ-1,2,3 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская.

Для устранения токовых перегрузок АТ-1,2,3 500/220 кВ ПС 500 кВ Калужская достаточно применения схемно-режимных мероприятий, направленных на изменение топологии сети 220 кВ, прилегающей к ПС 500 кВ Калужская, а также воздействий существующей АОПО АТ-1,2 и 3 ПС 500 кВ Калужская, направленной, в том числе, на отключение нагрузки ПС 220 кВ Метзавод и на отключение перегружаемого АТ.

##### **на основании анализа загрузки ЦП в энергосистеме Калужской области**

На основании результатов анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области для рассматриваемого прогноза потребления в период 2021-2025 годов (раздел 4.5.3) был определён перечень ЦП, на которых возможно превышение загрузки трансформаторного оборудования свыше АДТН при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора с учётом данных по технологическому присоединению и рекомендуется увеличение трансформаторной мощности ЦП:

– ПС 110/10 кВ Строительная – замена Т1, Т2 2х10 МВА на 2х16 МВА.

Дополнительно требуется реконструкция:

– ПС 35/10 кВ Мятлево – 1 этап: замена Т1, Т2 2х2,5 МВА на 2х4 МВА; 2 этап при наборе заявленного объема нагрузки: замена Т1, Т2 2х4 МВА на 2х10 МВА;

– ПС 35/10 кВ Коллонтай - замена Т1 6,3 МВА, Т2 4 МВА на 2х10 МВА;

– ПС 35/10 кВ Остров - замена Т1, 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 2025 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.

Источниками реактивной мощности в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области являются батареи статических конденсаторов ( $Q_{БСК}$ ), зарядная мощность ЛЭП, а также генераторы электрических станций ( $Q_G$ ). Потребление реактивной мощности складывается из потребления реактивной мощности в узлах нагрузки ( $Q_{нагр}$ ), потребления УШР ( $Q_{УШР}$ ) а также из потерь реактивной мощности. Суммарные потери реактивной мощности ( $\Delta Q_{нагр}$ ) – это



алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП ( $\Delta Q_{\text{ЛЭП}}$ ), трансформаторах ( $\Delta Q_{\text{тр}}$ ).

В балансе реактивной мощности также учтен внешний переток реактивной мощности ( $Q_{\text{внеш}}$ ).

Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности имеет вид:

$$Q_{\text{генер.}} = Q_{\text{потр.}} + Q_{\text{внеш.}}$$

$$\text{где } Q_{\text{генер.}} = Q_{\text{г.}} + Q_{\text{БСК}}, \quad Q_{\text{потр.}} = Q_{\text{нагр}} + Q_{\text{УШР}} + \Delta Q_{\text{нагр}} = Q_{\text{нагр}} + Q_{\text{УШР}} + \Delta Q_{\text{ЛЭП}} + \Delta Q_{\text{тр}}.$$

Результаты расчета баланса реактивной мощности для периода зимних максимальных, зимних минимальных, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок 2020–2025 годов для энергосистемы Калужской области, представлены в таблице 24.

Расчет баланса реактивной мощности показал, что во всех рассмотренных режимах 2020–2025 годов в нормальной схеме электрической сети энергосистемы Калужской области является сбалансированной по реактивной мощности. При этом в зависимости от рассматриваемых режимных условий (зимний или летний минимум, или максимум нагрузок) наблюдается незначительные изменения баланса реактивной мощности, однако всегда дефицитного характера. 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 2020–2025 годов

Показатель	2020 г.				2021 г.				2022 г.				2023 г.				2024 г.				2025 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	342	250	289	197	348	256	294	201	350	259	296	203	351	260	298	204	362	270	306	211	367	275	311	215
Нагрузочные потери	437	443	235	272	441	445	235	271	448	449	239	273	452	451	241	274	452	455	241	277	456	457	243	278
в т.ч. потери в ЛЭП	331	374	170	231	334	375	170	230	337	376	172	230	339	377	173	231	349	388	179	237	351	390	180	238
потери в АТ	105	69	64	41	107	70	65	42	111	73	68	43	114	74	69	44	103	67	63	40	104	68	63	40
Потребление ШПР	14	14	14	16	15	14	14	16	15	14	14	16	15	14	14	16	14	14	14	17	14	14	14	16
Потери в шунтах	8	8	8	8	8	8	8	9	8	8	8	9	8	8	8	9	8	8	8	9	8	8	8	9
<b>Суммарное потребление реактивной мощности</b>	<b>800</b>	<b>715</b>	<b>546</b>	<b>493</b>	<b>811</b>	<b>723</b>	<b>551</b>	<b>497</b>	<b>821</b>	<b>730</b>	<b>558</b>	<b>501</b>	<b>826</b>	<b>733</b>	<b>562</b>	<b>503</b>	<b>837</b>	<b>747</b>	<b>569</b>	<b>513</b>	<b>845</b>	<b>755</b>	<b>576</b>	<b>518</b>
Генерация реактивной мощности электростанциями, БСК	17	-61	-1	-111	18	-58	-1	-113	19	-53	3	-109	20	-51	4	-108	17	-61	-3	-117	17	-59	-2	-116
Зарядная мощность ЛЭП	450	467	460	481	449	467	461	482	448	467	461	482	448	466	460	482	473	493	487	510	473	492	486	510
<b>Суммарная генерация реактивной мощности</b>	<b>467</b>	<b>406</b>	<b>459</b>	<b>370</b>	<b>467</b>	<b>409</b>	<b>460</b>	<b>369</b>	<b>467</b>	<b>414</b>	<b>464</b>	<b>373</b>	<b>468</b>	<b>415</b>	<b>464</b>	<b>374</b>	<b>490</b>	<b>432</b>	<b>484</b>	<b>393</b>	<b>490</b>	<b>433</b>	<b>484</b>	<b>394</b>
<b>Внешний переток реактивной мощности (дефицит)</b>	<b>-336</b>	<b>-312</b>	<b>-88</b>	<b>-125</b>	<b>-346</b>	<b>-317</b>	<b>-93</b>	<b>-129</b>	<b>-356</b>	<b>-318</b>	<b>-96</b>	<b>-130</b>	<b>-361</b>	<b>-320</b>	<b>-98</b>	<b>-130</b>	<b>-349</b>	<b>-318</b>	<b>-87</b>	<b>-122</b>	<b>-357</b>	<b>-324</b>	<b>-92</b>	<b>-125</b>

#### 4.8. Предложения в виде перечня необходимых мероприятий по развитию электрической сети напряжением 110 кВ

На основании результатов анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области был определен перечень ЦП, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования сверх допустимых значений при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора (таблица 25).

Таблица 25. Перечень ЦП 35 кВ и выше в энергосистеме Калужской области, на которых необходимо выполнить замену трансформаторного оборудования на этапах 2021-2025 годов

№ п/п	Наименование объекта	Существующая мощность, МВА	Рекомендуемая мощность, МВА
1	ПС 110/35/10 кВ Белоусово	2x10	2x16
2	ПС 110/35/10 кВ Вега	2x16	2x25*
3	ПС 110/35/10 кВ Ворсино	2x10	1x10, 1x16**
4	ПС 110/35/10 кВ Квань	2x10	2x16
5	ПС 110/35/10 кВ Козельск	10+16	2x16
6	ПС 110/35/10 кВ Протва	40+25	2x40
7	ПС 110/35/6 кВ Черкасово	2x10	2x16
8	ПС 110/10 кВ Радищево	2x16	2x25***
9	ПС 110/10 кВ Строительная	2x10	2x16
10	ПС 110/6 кВ Цветково	2x20+40	без увеличения трансформаторной мощности
11	ПС 35/10 кВ Мятлево	2x2,5	2x4 (2x10)****
12	ПС 35/10 кВ Кудиново	2x4	2x6,3
13	ПС 35/10 кВ Федорино	4+2,5	2x4
14	ПС 35/10 кВ Высокиничи	2x4	2x6,3
15	ПС 35/10 кВ Коллонтай	6,3+4	2x10
16	ПС 35/10 кВ Недельная	2x2,5	2x4
17	ПС 35/10 кВ Остров	2x6,3	2x10

\* в 2018 году филиалом «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» выполнены ПИРы по реконструкции ПС 110 кВ Вега с установкой трансформаторов 2x40 МВА вместо существующих 2x16 МВА. На данный момент оба трансформатора 2x40 закуплены филиалом АО «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», Т1 смонтирован на новый фундамент на ПС 110 кВ Вега, Т2 находится на базе Обнинского участка.

\*\* 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 Т2 10 МВА на 25 МВА. Для установки на ПС 110 кВ Ворсино подготовлен трансформатор Т2 мощностью 25 МВА, демонтированный с ПС 110 кВ Протва в 2018 году и замененный на новый трансформатор 40 МВА.

\*\*\* Учитывая наличие мероприятия по замене трансформаторов на ПС 110 кВ Радищево с 2x16 на 2x25 в утвержденной инвестиционной программе филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», целесообразность реализации мероприятия по замене существующих Т1, Т2 на трансформаторы мощностью 2x25 МВА требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на последующий период.

\*\*\*\* замена трансформаторов с 2x4 МВА на 2x10 МВА должна выполняться в рамках осуществления технологического присоединения.

Объект генерации в индустриальном парке «Ворсино»  
ООО «Сотек» в индустриальном парке «Ворсино» планирует в 2021-2022 гг. строительство генерирующего объекта, функционирующего на основе использования биогаза (кроме газа свалок) мощностью до 1 МВт (700 кВт) с привлечением собственных средств.<sup>4</sup>

#### **4.9. 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 СиПР ЕЭС России 2020–2026 в рамках рассмотрения прогноза потребления мощности энергосистемы Калужской области в период 2021 – 2025 годов, а также корректировка сроков их ввода отсутствуют.

#### **4.10. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу**

В таблице 26 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 на территории Калужской области, рекомендуемых к вводу в период до 2025 года.

---

<sup>4</sup> В рамках приказа министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Калужской области от 24.05.2018 № 187 «О включении генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу развития электроэнергетики Калужской области» объект включен в СиПРЭ Калужской области в соответствии с приказом министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Калужской области от 20.11.2017 № 495 «Об утверждении Порядка и условий проведения конкурсных отборов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу развития электроэнергетики Калужской области, требования к соответствующим инвестиционным проектам и критерии их отбора» и протоколом от 15.05.2018 № 1 заседания комиссии по рассмотрению инвестиционных проектов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

Таблица 26. 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 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 СиПР ЕЭС 2020-2026							
1	Строительство ПС 500 кВ Обнинская трансформаторной мощностью 501 МВА (3x167 МВА с резервной фазой 1x167 МВА) со строительством одноцепной ВЛ 500 кВ Калужская - Обнинская ориентировочной протяженностью 14,2 км (1x14,2 км)	1x14,2	3x167 1x167		2024	ПАО «ФСК ЕЭС»	обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга» (II очередь))
2	Строительство двух ВЛ 220 кВ Обнинск - Созвездие ориентировочной протяженностью 93,76 км (2x46,88 км)	2x46,88	–	–	2024	ПАО «ФСК ЕЭС»	обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга» (II очередь))
	Расширение ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Созвездие на две линейные ячейки для подключения двух ВЛ 220 кВ Обнинская - Созвездие	–	–	–	2024	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	обеспечение технологического присоединения потребителей (ООО «НЛМК-Калуга» (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 потребителей (ООО «НЛМК-Калуга»)
4	Реконструкция ПС 220 кВ Орбита с увеличением трансформаторной мощности на 150 МВА до 400 МВА	–	2x200	–	2024	ПАО «ФСК ЕЭС»	реновация основных фондов
В рамках реализации технологического присоединения по заключенным договорам							
5	Строительство новой ПС 110 кВ Университет	–	2x16	–	2020	филиал «Калугаэнерго»	обеспечение технологического
	Строительство отпаек от ВЛ 110 кВ Калуга -	2x4	–	–	2020		

	Орбита 1,2 с отпайками на ПС 110 кВ Восход, ПС 110 кВ Приокская на ПС Университет					ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	присоединения энергопринимающих устройств АО «Агентство инновационного развития – центр кластерного развития Калужской области» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
6	Строительство новой ПС 110 кВ Михали	–	2x6,3	–	2020	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ПрофЗемРесурс» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Юхнов - Кондрово северная с отпайками и ВЛ 110 кВ Кондрово - Черкасово с отпайкой на ПС Медынь на ПС 110 кВ Михали	2x35	–	–	2020		
7	Заходы ВЛ 110 кВ Орбита - Дубрава с отпайкой на ПС 110 кВ Ахлебинино	1x0.79	–	–	2020	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	обеспечение резервирования снабжения потребителей ПС 110 кВ Ахлебинино; обеспечение ТП к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Поволжья» энергопринимающих устройств ООО
	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Ахлебинино с установкой второго трансформатора и увеличением трансформаторной мощности до 50 МВ	–	1x25	–	2020		

							«Ремпутьмаш-Агро» и ООО «Инвест проект»
8	Сооружение ПС 110 кВ Промзона-2 с отпайками от ВЛ 110 кВ Созвездие - Колосово 1, 2	2x4,8	2x63	–	2020	АО «ОЭЗ ППТ «Калуга»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Калуга» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
9	Строительство ПС 110 кВ МКТЛ с питающими линиями от ПС 220 кВ Электрон	2x26	2x63	–	2020	ООО «Мещовский комбинат точного литья»	Обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «МКТЛ» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
10	Строительство новой ПС 110 кВ отпайкой от ВЛ 110 кВ Созвездие - Колосово	2x1,25	2x16	–	2022	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «Агропромышленный парк К-Агро» к электрическим сетям филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
В рамках расширения и реконструкции ПС 35 кВ и выше							
11	Реконструкция ПС 110 /10 кВ Белоусово с заменой трансформатора Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности	–	2x16	–	2022	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра	исключение превышения ДДТН при отключении

	с 2х10 до 2х16 МВА					и Приволжья»	наиболее мощного трансформатора
12	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Ворсино с заменой трансформатора Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 1х10 до 1х16 МВА	–	1х16 <sup>5</sup>	–	2020	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
13	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Вега с заменой трансформатора Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х16 до 2х25 МВА	–	2х25 <sup>6</sup>	–	2020 (2019,2020)*	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
14	Реконструкция ПС 110/35 /10 кВ Квань с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х10 до 2х16 МВА	–	2х16	–	2020	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
15	Реконструкция ПС 110/35 /10 кВ Козельск с заменой трансформатора Т1 с увеличением трансформаторной мощности с 10+16 до 2х16 МВА	–	1х16	–	2021	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
16	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Черкасово с заменой трансформатора Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х10 до 2х16 МВА	–	2х16	–	2022	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора

<sup>5</sup> 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 Т2 10 МВА на 25 МВА. Для установки на ПС 110 кВ Ворсино подготовлен трансформатор Т2 мощностью 25 МВА, демонтированный с ПС 110 кВ Протва в 2018 году и замененный на новый трансформатор 40 МВА. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

<sup>6</sup> в 2018 году филиалом «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» 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 смонтирован на новый фундамент на ПС 110 кВ Вега, Т2 находится на базе Обнинского участка. Целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»



17	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Протва с заменой трансформатора Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 1х25 до 1х40 МВА	–	1х40	–	2020 (2020)*	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
18	Реконструкция ПС 110/10 кВ Радищево с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х16 до 2х25 МВА**		2х25		Т1 – 2022 Т2 – 2023	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
19	Реконструкция ПС 110/10 кВ Строительная с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х10 до 2х16 МВА		2х16		Т1 – 2020 Т2 – 2021	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
20	Реконструкция ПС 35/10 кВ Кудиново с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х4 до 2х6,3 МВА	–	2х6,3	–	2020	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
21	Реконструкция ПС 35/10 кВ Федорино с заменой трансформатора Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 1х2,5 до 1х4 МВА	–	1х4	–	2020	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
22	Реконструкция ПС 35/10 кВ Высокиничи с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х4 до 2х6,3 МВА	–	2х6,3	–	2022	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
23	Реконструкция ПС 35/10 кВ Коллонтай с заменой трансформатора Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 4 до 6,3 МВА	–	2х10	–	2022	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
24	Реконструкция ПС 35/10 кВ Недельная с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с	–	2х4	–	2022	филиал «Калугаэнерго»	исключение превышения ДДТН

	увеличением трансформаторной мощности с 2х2,5 до 2х4 МВА					ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	при отключении наиболее мощного трансформатора
25	Реконструкция ПС 35 /10 кВ Мятлево с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х2,5 до 2х4 МВА	–	2х4 (2х10) <sup>7</sup>	–	2020	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
26	Реконструкция ПС 35/10 кВ Остров с заменой трансформаторов Т1 и Т2 с увеличением трансформаторной мощности с 2х6,3 до 2х10 МВА		2х10		2020	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора
В рамках замены оборудования по актам технического состояния							
27	Реконструкция ПС 110 кВ Цветково с заменой трансформаторов Т1, Т2 на один трансформатор без увеличения трансформаторной мощности подстанции с 2х20+40 на 2х40 <sup>**</sup>	–	1х40	–	2022	филиал «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	акт технического освидетельствования от 21.06.2018

\* – в скобках указан год ввода/реконструкции объекта согласно данным ИПР филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (приведены для сведения)

\*\* – целесообразность реализации мероприятия требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы филиала «Калугаэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

<sup>7</sup> замена трансформаторов с 2х4 МВА на 2х10 МВА должна выполняться в рамках осуществления технологического присоединения.

#### 4.11. Формирование сводных данных по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ

В таблице 27 представлены сводные данные по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и ниже.

Таблица 27. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 220 кВ и ниже

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
новое строительство						
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	93,76	0
ЛЭП 110 кВ, км	78,79	61,6	2,5	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	0	0	0	0
ПС 110 кВ, МВА	44,6	252	32	0	0	0
ПС 35 кВ, МВА	0	0	0	0	0	0
реконструкция						
ЛЭП 220 кВ, км	0	0	0	0	0	0
ЛЭП 110 кВ, км	0	0	0	0	0	0
ПС 220 кВ, МВА	0	0	180	0	400	0
ПС 110 кВ, МВА	25	248	0	0	0	0
ПС 35 кВ, МВА	0	51,5	0	0	0	0

#### 5. Карта-схема электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на период 2021-2025 годы

Карта-схема электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на период 2021 - 2025 годы приведена в приложении.

Карта-схема электростанций и электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Калужской области на период до 2025 года

№	Наименование электростанции	Планируемая мощность, МВт	Период ввода в эксплуатацию, год	Тип электростанции
1	ИТЭС-1 (ИТЭС-1.1)	100	2025	ТЭС
2	ИТЭС-2 (ИТЭС-2.1)	100	2025	ТЭС
3	ИТЭС-3 (ИТЭС-3.1)	100	2025	ТЭС
4	ИТЭС-4 (ИТЭС-4.1)	100	2025	ТЭС
5	ИТЭС-5 (ИТЭС-5.1)	100	2025	ТЭС
6	ИТЭС-6 (ИТЭС-6.1)	100	2025	ТЭС
7	ИТЭС-7 (ИТЭС-7.1)	100	2025	ТЭС
8	ИТЭС-8 (ИТЭС-8.1)	100	2025	ТЭС
9	ИТЭС-9 (ИТЭС-9.1)	100	2025	ТЭС
10	ИТЭС-10 (ИТЭС-10.1)	100	2025	ТЭС
11	ИТЭС-11 (ИТЭС-11.1)	100	2025	ТЭС
12	ИТЭС-12 (ИТЭС-12.1)	100	2025	ТЭС
13	ИТЭС-13 (ИТЭС-13.1)	100	2025	ТЭС
14	ИТЭС-14 (ИТЭС-14.1)	100	2025	ТЭС
15	ИТЭС-15 (ИТЭС-15.1)	100	2025	ТЭС
16	ИТЭС-16 (ИТЭС-16.1)	100	2025	ТЭС
17	ИТЭС-17 (ИТЭС-17.1)	100	2025	ТЭС
18	ИТЭС-18 (ИТЭС-18.1)	100	2025	ТЭС
19	ИТЭС-19 (ИТЭС-19.1)	100	2025	ТЭС
20	ИТЭС-20 (ИТЭС-20.1)	100	2025	ТЭС
21	ИТЭС-21 (ИТЭС-21.1)	100	2025	ТЭС
22	ИТЭС-22 (ИТЭС-22.1)	100	2025	ТЭС
23	ИТЭС-23 (ИТЭС-23.1)	100	2025	ТЭС
24	ИТЭС-24 (ИТЭС-24.1)	100	2025	ТЭС
25	ИТЭС-25 (ИТЭС-25.1)	100	2025	ТЭС
26	ИТЭС-26 (ИТЭС-26.1)	100	2025	ТЭС
27	ИТЭС-27 (ИТЭС-27.1)	100	2025	ТЭС

