



# ПРАВИТЕЛЬСТВО ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

## ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 29.04.2022 № 286

### Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», на основании статьи 48 Устава (Основного Закона) Тульской области правительство Тульской области ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить Схему и Программу развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы (приложение).
2. Признать утратившим силу пункт 1 постановления правительства Тульской области от 30.04.2021 № 233 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2022–2026 годы».
3. Постановление вступает в силу со дня официального опубликования, за исключением пункта 2 постановления, вступающего в силу с 1 января 2023 года.

**Первый заместитель Губернатора  
Тульской области – председатель  
правительства Тульской области**



**В.В. Шерин**

Приложение  
к постановлению правительства  
Тульской области

от 29.04.2022

№ 286

**СХЕМА И ПРОГРАММА  
развития электроэнергетики  
Тульской области на 2023–2027 годы**

### Список сокращений, используемых в тексте

АО «СО ЕЭС»	Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АТ	Автотрансформатор
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АДТН	Аварийно допустимая токовая нагрузка
АОПО	Автоматика ограничения перегруза оборудования
АПВ	Автоматическое повторное включение
В	Выключатель
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВЭС	Ветровая электростанция
Вт	Ватт
Гкал/ч	Гигакалория в час
ГРУ	Генераторное распределительное устройство
ГРЭС	Государственная районная электрическая станция
ГРС	Газораспределительная станция
ГТУ	Газотурбинная установка
Гц	Герц
ДДТН	Длительно-допустимая токовая нагрузка
ДПМ	Договор о предоставлении мощности
ДТП	Договор на технологическое присоединение
ЕНЭС	Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС	Единая энергетическая система
ИКЗ	Индикатор короткого замыкания
ИП	Индустриальный парк
КВЛ	Кабельно-воздушная линия электропередачи
кВт·ч	Киловатт-час
КГУ	Когенерационная установка
КДО	Коэффициент дефектности опор
КДП	Коэффициент дефектности провода
КЗ	Короткозамыкатель
КИУМ	Коэффициент использования установленной мощности
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КОМ	Конкурентный отбор мощности
КПД	Коэффициент полезного действия
КРУН	Комплектное распределительное устройство наружной установки
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
КЭС	Конденсационная электростанция
ЛЭП	Линия электропередачи
МВ	Масляный выключатель
Мвар	Мегавольт-ампер (тысяча киловольт-ампер) реактивный
МВА	Мегавольт-ампер (тысяча киловольт-ампер)
МВР	Генерирующий объект, мощность которого поставляется в вынужденном режиме

МВт	Мегаватт
МВт/ч	Мегаватт в час
ОД	Отделитель
ОРУ	Открытое распределительное устройство
ОМВ	Тип предохранителя в выключателе-разъединителе
ОРЭМ	Оптовый рынок электрической энергии и мощности
отп.	Отпайка (отпайки) линии электропередачи
ОЭС	Объединенная энергетическая система
ПА	Противоаварийная автоматика
ПВС	Паровоздуходувная станция
ПГУ	Парогазовая установка
ПМЭС	Предприятие магистральных сетей
ПС	Электрическая подстанция
ПТУ	Паротурбинная установка
РАС	Система регистрации аварийных событий
РЗА	Релейная защита и электроавтоматика
РП	Распределительный пункт
РПН	Переключатель регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой
РТП	Распределительная трансформаторная подстанция
РУ	Распределительное устройство
РЭС	Район электрических сетей
СКРМ	Средство компенсации реактивной мощности
СМП	Субъект малого и среднего предпринимательства
СТО	Стандарт организации
СШ (сш)	Система шин
т	Тонна
т/ч	Тонна в час
ТГ	Турбогенератор
ТН	Трансформатор напряжения
ТП	Технологическое присоединение
ТСО	Территориальная сетевая организация
ТТ	Трансформатор тока
ТУ	Технические условия
тут	Тонна условного топлива
ТЭ	Тепловая энергия
ТЭК	Топливо-энергетический комплекс
ТЭС	Тепловая электростанция
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль (теплофикационная электростанция)
ТЭЦ-ПВС	Теплоэлектроцентраль – паровоздуходувная станция
ШР	Шунтирующий реактор
ШСВ	Шинносоединительный выключатель
ЦУС	Центр управления сетями
ЭВ	Элегазовый выключатель

Схема и Программа развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы (далее – схема и программа) разработаны в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823, методическими рекомендациями по разработке схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (рекомендованы протоколом Минэнерго России от 09.11.2010 № АШ-369пр), а также на основании государственного контракта № 1 от 10.01.2022 на выполнение научно-исследовательской работы по теме «Схема и программа развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы», заключенного между министерством жилищно-коммунального хозяйства Тульской области и АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы Развитие энергосистем».

Основными целями разработки схемы и программы являются развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики на территории Тульской области.

Задачами формирования схемы и программы являются:

1) обеспечение надежного функционирования энергосистемы Тульской области в составе Единой энергетической системы России в долгосрочной перспективе;

2) обеспечение баланса между производством и потреблением в энергосистеме Тульской области, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

3) скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

4) информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;

5) обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

Основными принципами формирования схемы и программы являются:

- 1) экономическая эффективность решений, предлагаемых в схеме и программе, основанная на оптимизации режимов работы энергосистемы Тульской области;
- 2) применение новых технологических решений при формировании схемы и программы;
- 3) скоординированность схемы и программы и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- 4) скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;
- 5) скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- 6) публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

Схема и программа является основой для разработки документов территориального планирования Тульской области и муниципальных образований Тульской области, инвестиционных программ распределительных сетевых компаний, действующих на территории Тульской области.

## **1. Общая характеристика Тульской области**

Тульская область образована 26 сентября 1937 года при разукрупнении Московской области. Расположена в центре Европейской части России на Среднерусской возвышенности в пределах степной и лесостепной зон. Граничит на севере и северо-востоке – с Московской, на востоке – с Рязанской, на юго-востоке и юге – с Липецкой, на юге и юго-западе – с Орловской, на западе и северо-западе – с Калужской областями. Тульская область расположена на оси федеральных транспортных коридоров южного и юго-восточного направления. Транспортная сеть Тульской области представлена железнодорожным и автомобильным видами транспорта.

Эксплуатационная длина железнодорожных путей общего пользования составляет 960 км. Основные железнодорожные магистрали: Москва – Тула – Орел, Рязск – Тула – Калуга, Москва – Ефремов – Донецк. На территории Тульской области расположены крупные железнодорожные узловые станции: Тула - Курская, Узловая, Плеханово, а также грузовые станции: Присады, Ефремов, Северная, Казначеевка, Тула - Вяземская, Ясная Поляна.

По территории региона проходит меридиональная железнодорожная магистраль, которая электрифицирована и имеет два пути на всём протяжении. Это позволяет обеспечивать запуск необходимого числа пригородных и

дальних пассажирских поездов. По территории области курсирует 76 пригородных поездов по 28 маршрутам. Наиболее интенсивные перевозки на железнодорожном транспорте наблюдаются в агломерациях г. Новомосковска и г. Тулы.

По состоянию на 01.01.2022 общая протяженность автомобильных дорог составляет 14343,56 км, в том числе регионального или межмуниципального значения – 4334,86 км, федерального значения – 722,85 км, местного значения – 9285,86 км.

По территории области проходят пять автомобильных дорог федерального значения: М-2 «Крым», М-4 «Дон», М-6 «Каспий», Р-132 «Калуга – Тула – Михайлов – Рязань», Р-92 «Калуга – Перемышль – Белев – Орел».

Транспортный потенциал Тульской области позволяет осуществлять масштабные проекты строительства логистических центров.

Основные данные по площади и численности населения Тульской области представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. Основные данные по численности населения Тульской области

Численность населения по состоянию на 01.01.2022, тыс. человек		
Всего	в том числе	
	городское	сельское
1432,6	1068,7	363,9

В составе Тульской области 7 городских округов и 19 муниципальных районов.

В таблице 1.2 указаны населённые пункты с количеством жителей свыше 10 тысяч человек по состоянию на 1 января 2022 года.

Таблица 1.2. Наиболее крупные населенные пункты Тульской области

Наименование	Численность населения, тыс. человек
Городской округ город Тула	559,6
Городской округ город Новомосковск	131,9
Городской округ город Алексин	65,1
Городской округ город Донской	60,7
Городской округ город Ефремов	53,2

Тульская область – индустриальный регион Центрального федерального округа Российской Федерации с исторически сложившейся специализацией на производстве машиностроительной, химической и металлургической продукции.

В 2021 году промышленность Тульской области развивалась опережающими темпами. В отдельных отраслях наблюдалась разнонаправленная динамика, связанная как с ростом цен на мировых рынках продукции металлургического и химического производства, так и со спецификой производственно-технологических процессов в оборонной отрасли.

В целом, объем отгруженной продукции в 2021 году составил 1,07 трлн рублей, а индекс промышленного производства – 107,6%, что характеризует стабильное развитие промышленного комплекса за счет высокой диверсифицированности.

Результаты работы промышленного комплекса показывают, что предприятиям, в целом, удалось оперативно перестроить производственно-технологические процессы таким образом, чтобы и выполнять планы, и не допустить распространения новой коронавирусной инфекции (COVID-19) в трудовых коллективах.

В целом, рост промышленного производства региона обеспечивается в основном обрабатывающими отраслями, доля которых в структуре отгруженной продукции Тульской области составляет более 70,0%. Промышленность Тульской области представлена более чем 150 предприятиями, на которых трудятся более 90 000 человек.

Наибольший вклад в стабильное развитие промышленности региона вносят предприятия машиностроения. Отрасль является одним из драйверов промышленного роста региона.

Разнонаправленные результаты 2021 года объясняются длительным циклом производства и отгрузки продукции оборонно-промышленного комплекса, значительную часть от которой составляет выпуск АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова» и АО «НПО «СПЛАВ им. А.Н. Ганичева».

Стабильный рост значений показывает индекс производства автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов, который обусловлен наращиванием производства автомобилей на заводе ООО «Хавейл Мотор Мануфэкчуринг Рус». Предприятие в настоящее время активно работает по реализации мероприятий по локализации производства автокомпонентов в соответствии с заключенным специальным инвестиционным контрактом.

Химическая промышленность региона в последние годы показывает опережающие темпы роста, что обусловлено выходом на проектную



мощность новых производственных комплексов на ведущих предприятиях химической отрасли региона – АО «Щекиноазот» и АО «НАК «Азот». В 2021 году объем отгруженных товаров составил – 204 068,1 млн рублей, темп роста к 2020 году – 154,5%. Индекс химического производства по полному кругу организаций в отчетном периоде составил – 110,9%.

Предприятия химической отрасли продолжают реализацию инвестиционных программ. В 2022 году АО «Щекиноазот» запланировано открытие комплекса производств азотной кислоты мощностью 270 тыс. тонн в год и аммиачной селитры мощностью 340 тыс. тонн в год. Указанный проект реализуется за счет механизма поддержки - специальных инвестиционных контрактов.

В 2021 году дан старт новому экологичному производству жидких азотных удобрений (карбамидо-аммиачной смеси) АО «НАК «Азот» мощностью 423 тысячи тонн в год. Объем инвестиций в строительство составил 657 млн рублей. Производство создано на базе российских технологий, что в свою очередь открывает перспективы для дальнейших проектов. На новом производстве производительность труда вырастет на 17%, а энергоэффективность - на 20%, значительно снизится объем выбросов в атмосферу. Общий объем инвестиций группы компаний «Еврохим» в развитие собственных производств в Тульской области в 2021 году составил около 17 млрд рублей.

В 2021 году объем отгруженных товаров в металлургической отрасли составил – 205 177,3 млн рублей, темп роста к 2020 году – 147,4%. Индекс металлургического производства составил 93,6%.

К крупнейшим предприятиям, оказывающим наибольшее влияние на развитие отрасли, относятся предприятия группы ООО Управляющая компания «Промышленно-металлургического холдинга» - АО «Тулачермет» и ООО «Тулачермет-Сталь».

В планах инвестиционной деятельности холдинга ООО УК «ПМХ» строительство второй очереди литейно-прокатного комплекса. В настоящее время компанией осуществляется организационные мероприятия и подготовка финансово-экономического обоснования проекта.

Наиболее крупными предприятиями, определяющими развитие целлюлозно-бумажного производства в регионе, являются компания ООО «ЭсСиТи», АО «Алексинская бумажно-картонная фабрика», ООО «Яснополянская фабрика тары и упаковки», АО «ГОТЭК – Центр».

В июне 2021 года в рамках Петербургского международного экономического форума было подписано соглашение о сотрудничестве между правительством Тульской области и ООО «АБКФ» при реализации инвестиционного проекта по модернизации предприятия и увеличении его

производительности. Объем инвестиций – 970 млн рублей, большая часть средств будет направлена на строительство новых очистных сооружений, что в свою очередь позволит существенно снизить экологическую нагрузку предприятия.

Также, в июне 2021 года в рамках Петербургского международного экономического форума было подписано соглашение с компанией ООО «ЭсСиТи» о реализации инвестиционного проекта по развитию производств компании в Тульской области. Инвестор запустил третью очередь по производству бумажных изделий фабрики в г. Советске и перенес ряд производственных линий на фабрику в г. Веневе. В проект предполагается вложить до 1,570 млрд рублей.

В 2021 году объем отгруженных товаров собственного производства в отрасли составил – 52 882,6 млн рублей, темп роста к 2020 году – 174,2%. Индекс производства составил 108,5%.

Особое внимание в Тульской области уделяется развитию и популяризации малого и среднего предпринимательства. С целью поддержки бизнеса реализуется государственная программа Тульской области «Развитие малого и среднего предпринимательства в Тульской области», утвержденная постановлением правительства Тульской области от 30.10.2013 № 602.

По итогам 2021 года наблюдается восстановление деловой активности СМП в регионе.

По итогам года количество действующих в Тульской области СМП увеличилось на 780 единиц (1,5%), всего на 01.01.2022 составляет 52 683 единиц. Количество самозанятых выросло в 3,5 раза и составило 19 988 человек.

По состоянию на 01.01.2022 в реестр получателей государственной поддержки внесены сведения о 16370 СМП.

Общий объем бюджетных средств, выделенных на программу развития СМП в Тульской области в 2021 году, составил 240,7 млн рублей, в том числе 159,72 млн рублей за счет средств, поступивших из федерального бюджета.

В 2021 году регионом оказано более 13 тысяч услуг бизнесу и гражданам, планирующим начать собственное дело. Финансовую поддержку получили более 490 СМП на сумму свыше 1,0 млрд рублей. Под поручительства региональной гарантийной организации в сферу малого и среднего бизнеса привлечено порядка 1,2 млрд рублей кредитных ресурсов.

Получателями финансовой поддержки за год уплачено порядка 1,3 млрд рублей налоговых отчислений.

При содействии «Центра поддержки экспорта» Тульского регионального фонда «Центр поддержки предпринимательства» заключено 44 экспортных контракта на общую сумму 23 млн долларов США, в том числе

впервые выведено на экспорт 14 компаний. По итогам реализации образовательных и консультационных мероприятий данного фонда за год создано 855 новых субъектов МСП.

При содействии «Центра инжиниринга» Тульского регионального фонда «Центр поддержки предпринимательства» 4 производственным компаниям разработаны программы модернизации. Объем вложенных инвестиций составил 144 млн рублей.

В целях оказания имущественной поддержки СМП осуществляет деятельность государственное учреждение Тульской области «Тульский областной бизнес-инкубатор».

По состоянию на 01.01.2022 наполняемость корпуса «Мой бизнес» (г. Тула, ул. Кирова, д.135/1) составляла 100% (размещено 38 резидентов и создано 103 рабочих места), на базе данного корпуса создан IT-кластер для начинающих предпринимателей.

Наполняемость корпуса «Социальный бизнес-инкубатор» (г. Тула, ул. Кирова, 135) составила 94% (размещено 22 резидента и создано 31 рабочее место).

С целью увеличения спектра услуг для предпринимателей и количества получателей государственной поддержки большое внимание уделяется развитию инфраструктуры поддержки СМП, обеспечению доступности получения мер поддержки.

Все региональные организации инфраструктуры поддержки малого и среднего бизнеса располагаются в едином центре «Мой Бизнес». На этой площадке представлены Тульский региональный фонд «Центр поддержки предпринимательства», Тульский областной гарантийный фонд, Микрокредитная компания Тульский областной фонд поддержки малого предпринимательства, ГУ ТО «Тульский областной бизнес-инкубатор».

На базе Тульского регионального фонда «Центр поддержки предпринимательства» за 2021 год проведено 219 мероприятий, 934 СМП получили комплексные услуги.

На текущий год запланировано внедрение дополнительных (новых) мер поддержки СМП и самозанятых граждан: компенсация затрат на коммунальные услуги для начинающих производственных компаний (300 тыс. рублей на 1 получателя при создании не менее 3 рабочих мест, объем финансирования 8,0 млн рублей); цифровизация процесса получения государственной поддержки (разработка цифрового сервиса для подачи заявок на реализуемые в регионе меры поддержки).

В строительном комплексе Тульской области функционируют 2311 строительных организаций. Объем работ и услуг, выполненных собственными

силами организаций по виду деятельности «строительство», за 2021 год на территории области составил 106,271 млрд рублей.

В целях исполнения Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» на территории региона реализуются мероприятия по стимулированию программ развития жилищного строительства федерального проекта «Жилье» национального проекта «Жилье и городская среда».

Один из ключевых показателей национального проекта «Жилье и городская среда» – увеличение объема жилищного строительства до 2030 года. Для Тульской области этот показатель позволяет достичь к 2030 году годового ввода жилья в размере 892 тыс. м<sup>2</sup>.

В 2021 году ввод жилья в регионе составил 836,1 тыс. м<sup>2</sup>, что превышает на 35% установленный целевой показатель по вводу жилья на 2021 год – 621 тыс. м<sup>2</sup>, из них физическими лицами построено 505,0 тыс. м<sup>2</sup>, многоквартирных домов – 331,1 тыс. м<sup>2</sup>.

Другим важным направлением жилищной политики Тульской области является урегулирование обязательств застройщиков, признанных банкротами, перед обманутыми гражданами-участниками долевого строительства. В 2021 году Фондом защиты прав граждан – участников долевого строительства Тульской области завершено строительство многоквартирного дома № 12 жилого комплекса «1-ый Юго-Восточный микрорайон», домов № 9 и № 12 жилого комплекса «Времена года», возводимых ранее застройщиком-банкротом ООО «СК Фаворит».

Одним из приоритетных направлений жилищной политики Тульской области является ликвидация аварийного жилищного фонда на территории региона. Во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», в целях реализации национального проекта «Жилье и городская среда», паспорт которого утвержден протоколом заседания президиума Совета при Президенте Российской Федерации по стратегическому развитию и национальным проектам от 24 декабря 2018 г. № 16, в соответствии с постановлением правительства Тульской области от 29.12.2018 № 598 «Об утверждении государственной программы Тульской области «Обеспечение доступным и комфортным жильем населения Тульской области» утверждена региональная программа Тульской области «Переселение граждан из непригодного для проживания жилищного фонда».

Тульской областью принято обязательство по ускоренной реализации программы переселения граждан из аварийного жилищного фонда. В срок до

31.12.2023 необходимо расселить 101,6 тыс. м<sup>2</sup> аварийного жилья, переселить 5,1 тыс. человек.

В соответствии с основными целями и задачами развития Российской Федерации и Тульской области приоритетными направлениями остаются создание условий для повышения качества жизни населения, в том числе путем развития социальной инфраструктуры – строительства учреждений в сфере образования, здравоохранения, спорта. В строительство социальных значимых объектов из бюджетов различных уровней инвестируется около 15,4 млрд рублей. Также при сотрудничестве с социальными партнерами привлекаются внебюджетные источники финансирования, особенно для объектов физической культуры и спорта. В 2021 году построено новое здание перинатального центра на 140 коек, подрядной организацией ППК «Военно-строительная кампания» начато строительство онкологического центра со сроком завершения в 2023 году. На территории Чернского района в рамках федерального проекта «Старшее поколение» продолжается строительство нового современного корпуса для пожилых «Забота», которое к 2023 году позволит принять 200 человек пожилого возраста.

В 2021 построен областной центр реабилитации людей с ограниченными возможностями на ул. Агеева в г. Туле с возможностью пребывания в нем 28 человек одновременно, четыре учреждения образования.

В 2022 году продолжится строительство пяти детских садов, двух школ на 400 и 1100 мест, Дома культуры в с. Дедилово Киреевского района на 158 мест, а также Фондохранилища Тульского областного художественного музея.

При поддержке социальных партнеров за внебюджетные источники в регионе в 2021 году завершено строительство многофункционального спортивного комплекса международного класса «Тула-Арена». Комплекс общей площадью почти 15 тыс. м<sup>2</sup> имеет зрительный зал на 1 800 мест, залы для занятий единоборствами и универсальный зал для проведения соревнований по игровым видам спорта. Завершено строительство физкультурно-оздоровительных комплексов в Одоевском районе Тульской области и в Зареченском районе города Тулы. В 2022 году планируется к сдаче в эксплуатацию физкультурно-оздоровительный комплекс на ул. Кутузова в Пролетарском районе города Тулы. При поддержке ПАО «Газпром» началось строительство спортивного комплекса на 2 500 мест на ул. Санаторная в г. Туле.

Для поддержки жилищного строительства путем формирования социальной, коммунальной и дорожной инфраструктур правительством Тульской области совместно с Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации и АО «ДОМ.РФ» был

проработан ряд инвестиционных проектов региона, для реализации которых имеются дополнительные потребности в предоставлении из федерального бюджета бюджету Тульской области инфраструктурных бюджетных кредитов. На финансовое обеспечение реализации инфраструктурных проектов для Тульской области установлен лимит на уровне 5247,966 млн рублей.

В 2021 году президиумом Правительственной комиссии по региональному развитию в Российской Федерации одобрены заявки региона на финансирование в рамках лимитов проектов строительства (реконструкции) объектов, источником финансового обеспечения расходов на реализацию которых являются бюджетные кредиты из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на финансовое обеспечение реализации инфраструктурных проектов в 2022-2023 годах на общую сумму 5183 млн рублей.

#### Индустриальный парк «Узловая» и особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Узловая»

Индустриальный парк «Узловая» располагается между двумя крупнейшими промышленными центрами региона – городами Тула и Новомосковск, на пересечении федеральной трассы М-4 «Дон» и автомобильной дороги Р-140 «Тула-Новомосковск». Площадь индустриального парка составляет более 2000 гектаров. Владельцем земель категории «земли промышленности» является АО «КРТО». Данная организация также является управляющей компанией индустриального парка.

Конкурентными преимуществами индустриального парка «Узловая» являются:

близость к крупнейшему рынку сбыта России и Восточной Европы (Тульская область находится в 180 км от Москвы);

развитая транспортная инфраструктура (федеральная автомагистраль М-4 «Дон» проходит в непосредственной близости от площадки индустриального парка, в 50 км располагается другая крупная федеральная трасса М-2 «Крым», на границе индустриального парка находится железнодорожная станция «Маклец» московской железной дороги);

развитая инженерная инфраструктура.

В 2016 году АО «КРТО» завершило строительство ПС 110/10 кВ Индустриальная (2х125 МВА) и двух ВЛ 110 кВ (2х7,6 км) по договору об осуществлении технологического присоединения к ПС 220 кВ Северная ПАО «ФСК ЕЭС» с выделением мощности в размере 100 МВт. Создана система оптико-волоконной связи, проходящая по всей территории

индустриального парка. В 2017 году территория парка была подключена к системе газоснабжения с выделенной мощностью 14108,5 м<sup>3</sup>/час. В 2019 году подписан договор об осуществлении технологического присоединения к существующему стальному подземному газопроводу высокого давления диаметром 530 мм, проложенному на выходе ГРС Новомосковская с АО «Газпром газораспределение Тула» на 119436 м<sup>3</sup>/час (объем потребления индустриального парка - 37%). Установлены три базовые станции сотовой связи различных операторов. В 2018 году было осуществлено подключение к системе хозяйственно-питьевого водоснабжения с разрешенной мощностью 6000 м<sup>3</sup>/сутки. Построены два коллектора отведения очищенных хозяйственно-бытовых, промышленных и ливневых стоков. В 2022 году планируется завершить строительство основных автодорог индустриального парка и железнодорожной ветки с примыканием к станции «Маклец».

При размещении производств на территории индустриального парка «Узловая» резидентам предоставляется возможность воспользоваться рядом налоговых льгот, в частности, по налогу на прибыль организаций и налогу на имущество организаций.

Якорным резидентом является дочерняя компания Great Wall Motors ООО «Хавейл моторс Мануфекчуринг Рус» (ООО «ХММР»). Завод по производству автомобилей марки Haval разместился на площади в 218 га. Проектная мощность завода составит 150 тысяч автомобилей в год, запуск производства выполнен в мае 2019 года. Вторым размещенным резидентом индустриального парка является ООО «ГК Кволити», занимающееся производством модифицированного крахмала (обойного клея).

В непосредственной близости от индустриального парка «Узловая» располагается особая экономическая зона промышленно-производственного типа «Узловая» (далее - ОЭЗ ППТ «Узловая»), созданная постановлением Правительства Российской Федерации от 14 апреля 2016 г. № 302. Общая площадь особой экономической зоны составляет 471,5 гектар. Земельные участки категории «земли промышленности» принадлежат на праве собственности АО «КРТО».

При размещении производств на территории ОЭЗ ППТ «Узловая» резидентам предоставляются льготы в виде пониженных ставок по налогу на прибыль организаций, налогу на имущество организаций и транспортному налогу. На данной территории применяется процедура свободной таможенной зоны.

В настоящее время территория ОЭЗ ППТ «Узловая» оснащена основными видами энергоресурсов: электроэнергией от ПС 110 кВ Индустриальная, водоснабжением в объеме 4000 м<sup>3</sup>/сутки, газоснабжением в объеме 12000 м<sup>3</sup>/час и 75244,68 м<sup>3</sup>/час, построены четыре коллектора

отведения очищенных хозяйственно-бытовых, промышленных и ливневых стоков, создан временный таможенный пост и сети связи.

В 2019 году завершено строительство основного въезда на территорию ОЭЗ ППТ «Узловая». В 2020 году завершено строительство общего ограждения для первого этапа развития экономической зоны. Планируется дальнейшее развитие систем электро-, газо-, водоснабжения и водоотведения, завершение проектирования основного таможенного поста.

В 2020 году завершено строительство производств ООО «Тензограф» и произведён его ввод в эксплуатацию.

В настоящее время на территории ИП «Узловая» и ОЭЗ ППТ «Узловая» размещены 25 резидентов, шесть из которых уже начали промышленное производство продукции. Еще десять находятся в стадии активного строительства, остальные – в стадии проектирования предприятий.

#### Территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов»

В соответствии с Федеральным законом от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации», постановлением правительства Российской Федерации от 16 марта 2018 г. № 269 на территории муниципального образования город Ефремов создана территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов» (ТОСЭР «Ефремов»). Ее функционирование будет обеспечивать достижение стабильного социально-экономического развития муниципального образования путем привлечения инвестиций и создания новых рабочих мест.

На данный момент на территории ТОСЭР «Ефремов» свою деятельность осуществляют 12 резидентов.

С привлечением средств НО «Фонд развития моногородов» выполнено строительство двухполосной автомобильной дороги протяженностью более 3 км.

#### Территория опережающего социально-экономического развития «Алексин»

В соответствии с Федеральным законом от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации», постановлением правительства Российской Федерации от 12 апреля 2019 г. № 430 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Алексин» на территории муниципального образования город Алексин создана территория опережающего социально-экономического развития «Алексин» (далее -



ТОСЭР «Алексин»). Ее функционирование будет обеспечивать достижение стабильного социально-экономического развития муниципального образования путем привлечения инвестиций и создания новых рабочих мест.

На данный момент на ТОСЭР «Алексин» свою деятельность осуществляют пять резидентов:

ООО «ЗГПМ Лактопром» - организация производства по переработке молока;

ООО «Тулома Салмон» - создание завода по выращиванию атлантического лосося;

ООО «Егнышевские сады» - создание плантации по выращиванию голубики;

ООО «Инновационное предприятие НОВА» - производство детских товаров;

ООО «Инновационные технологии» - производство нитриловых перчаток.

Ведется работа по заключению соглашений с компаниями ООО «АПК Алексин-А» (организация производства строительного щебня на базе Рюриковского месторождения известняков) и ООО «ВБ-Алексин» (строительство центра омниканальной торговли), успешно защитившими свои проекты на региональной инвестиционной комиссии.

## **2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Тульской области**

### **2.1. Характеристика энергосистемы Тульской области**

Энергосистема Тульской области работает в составе объединенной энергетической системы Центра параллельно с Единой энергетической системой России.

Энергосистема Тульской области граничит с энергосистемами Московской, Калужской, Рязанской, Орловской, Брянской и Липецкой областей.

Основу электроэнергетики Тульской области составляют следующие энергокомпании:

- 1) филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»;
- 2) филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»;
- 3) ООО «Щекинская ГРЭС»;
- 4) филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей (220-500 кВ);

- 5) филиал «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье» (0,4-6(10) -35-110 кВ);
- 6) АО «Тульские городские электрические сети» (0,4-6(10) кВ);
- 7) ОАО «Щекинская городская электросеть» (0,4-6(10) кВ);
- 8) ООО «ПромЭнергоСбыт» (0,4-6(10) кВ);
- 9) ООО «Энергосеть» (0,4-6(10) -110 кВ);
- 10) АО «Алексинская электросетевая компания» (0,4-6(10) кВ).

Кроме этого, деятельность в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии осуществляют 23 организации – владельца объектов электросетевого хозяйства.

На территории Тульской области располагаются электростанции промышленных предприятий:

- 1) ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» (101,5 МВт);
- 2) ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» (24 МВт);
- 3) Первомайская ТЭЦ и ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот» (105 МВт, с 01.09.2021 ТГ 6 МВт ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот» выведен из эксплуатации).

В таблице 2.1 представлена суммарная протяженность ЛЭП 110-220 кВ, количество ПС 110-220 кВ и суммарная установленная мощность трансформаторного оборудования 110-220 кВ в целом по энергосистеме Тульской области на 01.01.2022 года.

Таблица 2.1. Суммарная протяженность ЛЭП 110-220 кВ, количество ПС 110-220 кВ и суммарная установленная мощность трансформаторного оборудования 110-220 кВ в целом по энергосистеме Тульской области на 01.01.2022

Классификация основных средств	филиал «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье»			филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС			ЛЭП 110 кВ ООО «Энергосеть»		Абонентские ПС		Итого по		
	МВА	км	шт.	МВА	км	шт.	км	шт.	МВА	шт.	МВА	км	шт.
Электрические подстанции, всего:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПС 220 кВ	-	-	-	2995	-	10	-	-	415	4	3410	-	14
ПС 110 кВ	3568,6	-	93	-	-	-	-	-	3185	44	6737,6	-	138
Линии электропередачи, всего:	-	2704,5	158	-	995,16	32	41,824	3	-	-	-	3741,484	193
Воздушные линии, всего:	-	2686,4	158	-	995,16	32	41,824	3	5,35	4	-	3723,384	193
ВЛ 220 кВ	-	-	-	-	995,16	32	-	-	5,35	4	-	1000,51	36
ВЛ 110кВ	-	2686,4	158	-	-	-	41,824	3	-	-	-	2728,22	161
Кабельные линии, всего:	-	18,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,1	-
КЛ 110 кВ	-	18,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18,1	-

### 2.1.1. Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» является тепловой, пылеугольной, конденсационной электростанцией, обеспечивающей надежность электроснабжения потребителей на стыке энергосистем Тульской, Калужской, Орловской, Смоленской и Брянской областей, а также теплоснабжение города Суворова.

Основное оборудование Черепетской ГРЭС включает два энергоблока мощностью по 225 МВт в составе турбоагрегатов К-225-12,8-4Р и котлов Еп-630-13,8-565/570 номинальной паропроизводительностью 630 т/ч. Установленная тепловая мощность энергоблока составляет 65 Гкал/ч, суммарно по двум энергоблокам мощностью по 225 МВт – 130 Гкал/ч. Дополнительно тепловая мощность может отпускаться от оборудования 1 и 2 очередей станции в объеме 42 Гкал/ч. Общая установленная тепловая мощность станции составляет 172 Гкал/ч.

Источником технического водоснабжения станции является Черепетское водохранилище. Система технического водоснабжения обратная с градирнями.

Основные характеристики генерирующего оборудования Черепетской ГРЭС на 01.01.2022 представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/ Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2020	2021		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
Черепетская ГРЭС	450/172	3,3	3,5	1953	347,56	170,64

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

В состав филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» входят три тепловые электростанции: Новомосковская ГРЭС (НГРЭС), Алексинская ТЭЦ (АТЭЦ) и Ефремовская ТЭЦ (ЕТЭЦ). Станции работают по схеме с поперечными связями (все котлы выдают пар в общий паропровод, к которому подключены турбины, за исключением введенных в эксплуатацию ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС и ПГУ-1 Алексинской ТЭЦ, которые работают блочно).

Основные характеристики генерирующего оборудования филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» на 01.01.2022 представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/ Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2020	2021		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
НГРЭС	233,65/302,4	30,4	32,9	1934	221,6	199,0
АТЭЦ	165,158/231	39,5	37,9	1941	272,4	172,5
ЕТЭЦ	135/436	95,1	94,4	1933	507,2	157,9

Кроме этого, филиалом «Центральная генерация» эксплуатируются три собственные котельные (г. Ефремов, г. Тула, г. Новомосковск) установленной тепловой мощностью 67,2 Гкал/ч, 5,4 Гкал/ч и 60 Гкал/ч соответственно.

### 2.1.3. ООО «Щекинская ГРЭС»

В состав ООО «Щекинская ГРЭС» входит Щекинская ГРЭС (ЩГРЭС) – блочная конденсационная электростанция с двумя энергоблоками установленной мощностью по 200 МВт, работающая по схеме, когда каждый котел типа ПК-33 работает только на свою турбину типа К-200-130.

Основные характеристики генерирующего оборудования Щекинской ГРЭС на 01.01.2022 представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/ Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2020	2021		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
Щекинская ГРЭС	400/0	0,5	0,51	1950	477,0	-

С 2019 года Щекинская ГРЭС прекратила отпуск тепла потребителям, так как запущена котельная мощностью 35 Гкал/час ООО «ТК – СОВЕТСК».

#### **2.1.4. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей**

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей (далее – Приокское ПМЭС) – одно из восьми предприятий Магистральных электрических сетей Центра, входящих в состав ПАО «ФСК ЕЭС». Осуществляет эксплуатационно-ремонтное обслуживание линий электропередачи и подстанций сверхвысокого напряжения Центрального региона. Будучи неотъемлемой частью Единой энергосистемы России, находясь на пересечении главных потоков мощности и электроэнергии внутри ЕЭС, Приокское ПМЭС трансформирует и передаёт электроэнергию, выработанную электростанциями, являясь связующим звеном трёх областей центра России: Калужской, Тульской и Рязанской. В составе Приокского ПМЭС три района магистральных электрических сетей (Калужский, Рязанский и Тульский).

Непосредственно на территории Тульской области в обслуживании Приокского ПМЭС находятся:

- 1) 10 подстанций классом напряжения 220 кВ с суммарной установленной мощностью автотрансформаторов и трансформаторов 2995 МВА;
- 2) 2 участка воздушных линий электропередачи классом напряжения 500 кВ общей протяженностью 277,21 км;
- 3) 32 линии электропередачи классом напряжения 220 кВ общей протяженностью 995,16 км.

Воздушные линии Приокского ПМЭС обеспечивают связь энергосистемы Тульской области с энергосистемами Московской, Калужской, Брянской, Орловской и Рязанской областей, а также выдачу мощности с Черепетской ГРЭС, Щекинской ГРЭС, Новомосковской ГРЭС, Алексинской ТЭЦ и Ефремовской ТЭЦ.

По сети 220 кВ Приокского ПМЭС осуществляется транспорт электроэнергии в филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Тулэнерго», а также напрямую одному из крупнейших промышленных потребителей Тульской области – АО «Новомосковская акционерная компания «Азот» с шин ПС 220 кВ Северная и ПС 220 кВ Химическая.

#### **2.1.5. Филиал «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье»**

Филиал «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье» является основным поставщиком услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям ПАО «Россети Центр и

Приволжье» в Тульской области, обеспечивает энергоснабжение 23 районов Тульской области и отвечает за перераспределение и транспорт электрической энергии, надежное функционирование и развитие электросетевого хозяйства Тульского региона.

В состав филиала «Тулэнерго» входят 14 районов электрических сетей, все из которых эксплуатируют распределительные сети 0,4-6(10) кВ:

- 1) Ленинский РЭС;
- 2) Щекинский РЭС;
- 3) Кимовский РЭС;
- 4) Новомосковский РЭС;
- 5) Белевский РЭС;
- 6) Плавский РЭС;
- 7) Суворовский РЭС;
- 8) Воловский РЭС;
- 9) Ефремовский РЭС;
- 10) Алексинский РЭС;
- 11) Киреевский ГРЭС;
- 12) Ясногорский РЭС;
- 13) Богородицкий РЭС;
- 14) Веневский РЭС.

Структура Филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» представлена на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1. Структура Филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»

Общая протяженность ЛЭП 0,4-110 кВ в одноцепном исполнении составляет 34869,5 км, из них ВЛ 110 кВ 2686,4 км.

Источниками электроснабжения сетей филиала «Тулэнерго» служат электростанции: Щекинская ГРЭС, Новомосковская ГРЭС, Ефремовская ТЭЦ, Алексинская ТЭЦ, Черепетская ГРЭС, ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет», а также подстанции 220 кВ Приокского ПМЭС (ПС 220 кВ Тула, ПС 220 кВ Ленинская, ПС 220 кВ Metallургическая, ПС 220 кВ Яснополянская, ПС 220 кВ Шипово, ПС 220 кВ Звезда, ПС 220 кВ Бегичево, ПС 220 кВ Люторичи, ПС 220 кВ Северная, ПС 220 кВ Химическая).

Источниками питания для сети 35 кВ являются подстанции 110-35-6(10) кВ филиала «Тулэнерго» и подстанции 220 кВ Бегичево и Люторичи.



Информация о составе основных средств филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» в 2020–2021 годах представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5. Информация о составе основных средств филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»

Классификация основных средств	2020			2021		
	МВА	км	шт.	МВА	км	шт.
Электрические подстанции, всего:	5819,64		8709	5834,85		8798
ПС 110 кВ	3534,1		91	3568,6		93
ПС 35 кВ	725,8		83	721,80		82
КТП	1559,74		8537	1544,45		8623
Линии электропередачи, всего:		34740,4	21052		34870,05	21242
Воздушные линии - всего:		33412,65	18116		33509,93	18314
ВЛ 110 кВ		2710,58	161		2686,44	158
ВЛ 35 кВ		2167,47	135		2173,00	136
ВЛ 6(10) кВ		14114,69	1173		14132,89	1168
ВЛ 0,4 кВ		14419,89	16647		14517,59	16852
Кабельные линии, всего:		1327,78	2936		1360,13	2928
КВЛ 110 кВ		18,10	0		18,10	
КЛ 35 кВ		0	0			
КЛ 6(10) кВ		750,94	892		778,81	879
КЛ 0,4 кВ		558,73	2044		563,21	2049

Оценка технического уровня электросетевых объектов филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6. Технический уровень электросетевых объектов филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»

Показатель	Количество подстанций			
	ПС 110 кВ Всего 93ед.		ПС 35 кВ Всего 82 ед.	
	Единица измерения			
	штук	%	штук	%
1	2	3	4	5
Отсутствие РПН полностью на всех трансформаторах или на нескольких	6	7	46	57
Отсутствие резервного питания ПС по высокой стороне	8	9	10	12
Однотрансформаторные подстанции	12	12	17	21
Подстанции на ОД и КЗ (отделителях, короткозамыкателях)	26	28	10	12

Технический уровень сети 110 кВ является средним: у 28% подстанций 110 кВ первичная схема РУ выполнена на отделителях и короткозамыкателях, 9% подстанций 110 кВ не имеют резервного питания со стороны 110 кВ, 12% подстанций – однострансформаторные, 7% подстанций характеризуются отсутствием РПН полностью на всех трансформаторах или на нескольких.

Технический уровень сети 35 кВ является средним: 12% ПС 35 кВ не имеют резервного питания по высокой стороне, 22% ПС 35 кВ являются однострансформаторными, у 12% ПС 35 кВ первичная схема РУ выполнена на отделителях и короткозамыкателях, 57% подстанций характеризуются отсутствием РПН полностью на всех трансформаторах или на нескольких.

РПН отсутствует на следующих трансформаторах: Т-2 ПС 110 кВ Епифань, Т-2 ПС 110 кВ Кальна Т-2, Т-1 ПС 110 кВ Липки, Т-1 ПС 110 кВ Труново, Т-1 ПС 110 кВ Ушатово, Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Чекалин.

Отсутствие резервного питания на 8 ПС 110 кВ: ПС 110 кВ Временная, ПС 110 кВ Мелиоративная, ПС 110 кВ Казановка, ПС 110 кВ Безово, ПС 110 кВ Самарская, ПС 110 кВ Черемушки, ПС 110 кВ Каменка, ПС 110 кВ Айдарово.

Однострансформаторные (11 ПС 110 кВ): ПС 110 кВ Временная, ПС 110 кВ Крушма, ПС 110 кВ Глебово, ПС 110 кВ Айдарово, ПС 110 кВ Мелиоративная, ПС 110 кВ Безово, ПС 110 кВ Говоренки, ПС 110 кВ Лужное, ПС 110 кВ Давыдово, ПС 110 кВ Даргомыжская, ПС 110 кВ Черёмушки.

Подстанции на ОД и КЗ 110 кВ (25 ПС 110 кВ): ПС 110 кВ Глушанки, ПС 110 кВ Заокская, ПС 110 кВ Яковлево, ПС 110 кВ Подземгаз, ПС 110 кВ Временная, ПС 110 кВ Авангард, ПС 110 кВ Рождественская, ПС 110 кВ Алешня, ПС 110 кВ Мелиоративная, ПС 110 кВ Гремячее, ПС 110 кВ Партизан, ПС 110 кВ КПД, ПС 110 кВ Арматурная, ПС 110 кВ Технологическая, ПС 110 кВ Епифань, ПС 110 кВ Одоев, ПС 110 кВ Доробино, ПС 110 кВ Тургеневская, ПС 110 кВ Говоренки, ПС 110 кВ Кальна, ПС 110 кВ Давыдово, ПС 110 кВ Даргомыжская, ПС 110 кВ Точмаш, ПС 110 кВ Самарская, ПС 110 кВ Черёмушки.

Схемы РУ 110 кВ, выполненные по упрощенным схемам на отделителях и короткозамыкателях, являются морально устаревшими, их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. При выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружении на ПС 35-110 кВ, где в схеме первичных соединений установлены отделители и короткозамыкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели.

### 2.1.6. Территориальные сетевые организации Тульской области

На территории Тульской области передачу электрической энергии по распределительным сетям 0,4-6(10) кВ осуществляют пять территориальных сетевых организаций, зонами эксплуатационной ответственности которых являются:

1) АО «Тульские городские электрические сети» (АО «ТГЭС») – в границах города Тулы;

2) ООО «ПромЭнергоСбыт» – на территории города Новомосковск Тульской области, а также поселков Малиновский, Ширинский, Клин, Гипсовый, Шамотный, Заречье, Энергетиков, Депо, МОГЭС, Западный, 25 лет Химкомбината, Химиков, Энергетиков-2, Новозасецкий, Аварийный, Шпальный; деревень Маклец, Ильинка, Мошок, Урванка, Большое Колодезное, Придонье; поселков шахт №№ 15, 21, 22, 27, 28, 31, 35, 38, п. 1-я Каменецкая Узловского района Тульской области; с. Спасское, д. Ольховец, д. Юдино;

3) ОАО «Щекинская городская электросеть» (ОАО «ЩГЭС») – на территории: г. Щекино, р.п. Первомайский, р.п. Огаревка, пос. Лазарево, с. Крапивна, пос. Ломинцевский, д. Ясная Поляна, пос. Социалистический, пос. Головеньковский, с. Селиваново, с. Старая Колпна, пос. Раздолье, пос. Майский, пос. Шахтерский, пос. Октябрьский, пос. Залесный, пос. Рудный, пос. Шахта-20, пос. Шахта-21, пос. Шахта-22, пос. Шахта-24, пос. Прощенный Колодезь, пос. Яснополянские выселки, д. Большая Тросна, пос. Нагорный, пос. Мостовской, д. Малые Озерки, д. Смирное, д. Телятинки, д. Ясенки, ст. Шевелевка, д. Белые Дворы, д. Коровики, д. Грецовка, д. Крапивенская слобода, д. Гниловка, пос. Казначеевский, д. Кресты, пос. 10 Октябрь, с. Мясоедово, д. Горячкино, д. Шевелевка;

4) ООО «Энергосеть» – на территории города Узловая, населенных пунктов Узловского района: пос. Дубовка, пос. Партизан, пос. Брусянский, пос. Майский, пос. Каменецкий, пос. Лесной, пос. Поддубный, пос. Южный, пос. Аварийный, поселки шахт: 2 Каменецкая, 2-бис, №3, №4, 5-бис, д. Синяевка, д. Хрущевка, д. Сычевка, сети электроснабжения объектов ВКХ с. Высоцкое и пос. Комсомольский;

5) АО «Алексинская электросетевая компания» (АО «АЭСК») – на территории города Алексин, пос. Колосово Алексинского района.

Основные характеристики объектов электросетевого хозяйства территориальных сетевых организаций Тульской области на 01.01.2022 приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7. Основные характеристики объектов электросетевого хозяйства ТСО Тульской области на 01.01.2022

Наименование ТСО	Объекты электросетевого хозяйства					
	ТП 6-10/0,4 кВ, штук/МВА	ВЛ 110 кВ	ВЛ 6-10 кВ, км	ВЛ 0,4 кВ, км	КЛ 6-10 кВ, км	КЛ 0,4 кВ, км
АО «ТГЭС»	1068/690,6	-	78,2	715,1	1173,9	806,7
ООО «ПромЭнергоСбыт»	458/274	-	199,2	473,4	433,3	360,4
ОАО «ЩГЭС»	224/113,7	-	137,0	436,0	182,0	120,0
ООО «Энергосеть»	188/101,20	41,8	112,7	357,1	177,5	168,1
АО «АЭСК»	210/117,9	-	34,2	286,0	233,5	142,7

### 2.1.7. Энергосбытовые организации Тульской области

На территории Тульской области осуществляют деятельность по продаже электрической энергии три энергосбытовые организации, имеющие статус гарантирующего поставщика:

- 1) АО «ТНС энерго Тула»;
- 2) ООО «Новомосковская энергосбытовая компания»;
- 3) ООО «Алексинэнергосбыт».

Кроме этого, на 01.01.2022 в Тульской области действуют 22 энергосбытовые организации, являющиеся субъектами ОРЭМ.

### 2.2. Динамика изменения уровней электропотребления и максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2017-2021 годы

Объем потребления электрической энергии в энергосистеме Тульской области составил в 2021 году 10,799 млрд кВт·ч, превысив уровень 2017 года на 0,948 млрд кВт·ч (на 9,62%). Среднегодовой темп прироста за период 2017-2021 годы составил по энергосистеме Тульской области 2,3%.

Удельный вес энергосистемы Тульской области в потреблении электрической энергии по ОЭС Центра за рассматриваемый период изменился незначительно и составил в 2021 году 4,2%.

Отчетная динамика потребления электрической энергии за период 2017-2021 годов приведена в таблице 2.8.

Таблица 2.8. Динамика потребления электроэнергии по энергосистеме Тульской области за 2017-2021 годы

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021	Средне-годовые темпы прироста, %
ОЭС Центра	238,558	242,565	241,946	239,906	256,331	-
Годовой темп прироста, %	-	1,7	-0,3	-0,8	6,8	1,9
Энергосистема Тульской области, млрд кВт·ч	9,851	10,023	10,290	10,269	10,799	-
Годовой темп прироста, %	-	1,7	2,7	-0,2	5,2	2,3
Удельный вес в ОЭС Центра, %	4,1	4,1	4,3	4,3	4,2	-

Собственный максимум нагрузки в 2021 году составил 1679 МВт. За период 2017-2021 годов наибольшее значение зафиксировано в 2021 году (1679 МВт), наименьшее – в 2019 году (1549 МВт).

Динамика изменения максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области представлена в таблицах 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9. Динамика изменения максимума/минимума зимних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2017-2021 годы

Год	Максимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°C в день максимума нагрузки	Минимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°C в день минимума нагрузки
1	2	3	4	5	6	7
2017	1549	08.02. 10-00	-19,3	974	02.01 05-00	0,4
2018	1552	20.12 11-00	-12,0	952	02.01 04-00	1,6
2019	1548	24.01 19-00	-15,8	1060	02.01 05-00	-4,3
2020	1577	10.12 10-00	-9,1	1029	02.01 04-00	-1,5
2021	1679	24.12 11-00	-14,2	1072	03.01 04-00	-0,2

Таблица 2.10. Динамика изменения максимума/минимума летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2017-2021 годы

Год	Максимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°С в день максимума нагрузки	Минимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°С в день минимума нагрузки
2017	1170	15.06 11-00	10,0	796	06.08 05-00	20,0
2018	1167	06.08 14-00	21,7	813	20.08 05-00	20,6
2019	1250	21.06 11-00	23,1	839	02.06 05-00	18,4
2020	1234	06.08 11-00	21,0	845	29.06 04-00	17,9
2021	1294	19.07 15-00	24,0	867	20.06 06-00	22,3

### 2.3. Структура электропотребления за 2017-2021 годы

Данные по электропотреблению Тульской области с разделением по группам потребителей в 2017-2021 годах представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11. Структура электропотребления Тульской области в 2017-2021 годах

Группа потребителей	Потребление, млн кВт·ч				
	2017	2018	2019	2020	2021
Промышленное производство	5206,9	5260,6	5464,9	5454,9	5838,3
Производственные сельскохозяйственные потребители и лесное хозяйство	115,4	124,0	125,4	134,9	137,0
Транспорт и связь	87,5	92,5	93,7	87,3	106,9
Строительство	60,7	69,4	66,2	63,6	85,2
Жилищно-коммунальное хозяйство	385,6	428,0	444,8	462,4	460,2
Население	1427,7	1419,9	1425,3	1450,1	1551,8
Бюджетные потребители	357,6	331,9	334,9	308,1	347,7
Прочие виды экономической деятельности	1257,6	1321,4	1417,3	1349,2	1435,3
Потери электрической энергии в распределительных сетях	821,3	835,2	777,7	799,5	654,2
Потери в сетях ЕНЭС	131,0	140,0	139,8	159,0	182,4
ИТОГО электропотребление	9851,4	10023,0	10289,9	10269,0	10799,0

За рассматриваемый период структура потребления электрической энергии по группам потребителей Тульской области изменилась незначительно. Промышленное производство (включая электроэнергетику), жилищно-коммунальное хозяйство, население и бюджетные потребители формируют около 77% общего потребления электрической энергии региона.

Объем электропотребления промышленного производства увеличился с 2017 по 2021 годы на 947,6 млн кВт·ч (на 9,6%).

Прирост потребления электрической энергии в жилищно-коммунальном хозяйстве, населением и бюджетными потребителями составил за рассматриваемый период 66,9 млн кВт·ч (на 9,5%), при этом объем потребления электрической энергии в жилищно-коммунальном хозяйстве увеличился на 19,6%.

В сельскохозяйственном производстве за рассматриваемый период также имел место рост потребления электрической энергии - на 17,8 млн кВт·ч (на 15,2%), что связано с развитием агропромышленного комплекса Тульской области.

Структура электропотребления Тульской области за 2021 год представлена на рисунке 2.2.

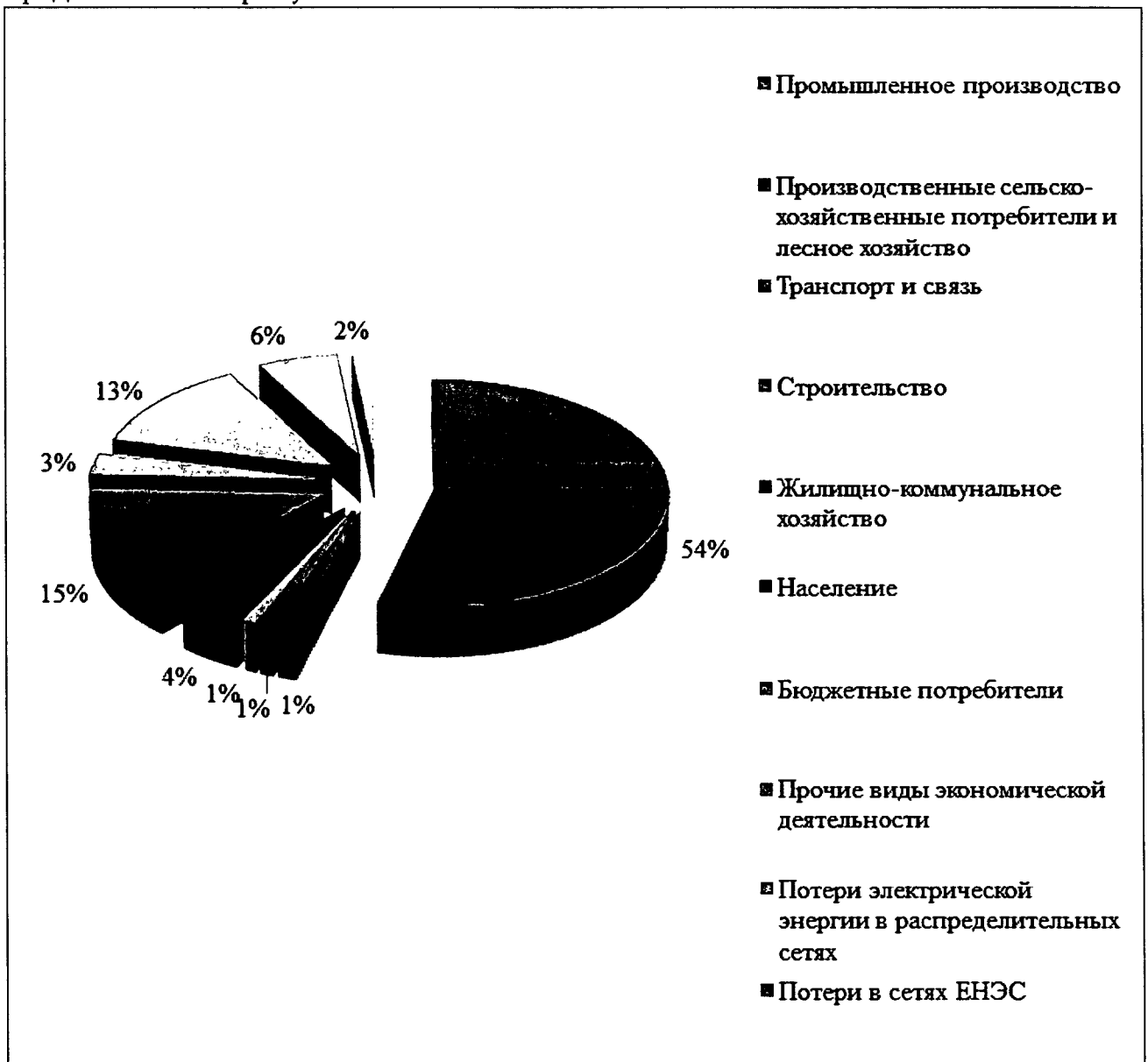


Рисунок 2.2. Структура электропотребления Тульской области за 2021 г., %

### 2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности

В Тульской области наиболее крупными потребителями электрической энергии являются предприятия химического и металлургического комплексов.

АО «НАК «Азот» - один из ведущих производителей азотных удобрений и аммиака в России; АО «Щекиноазот» - крупное предприятие по производству промышленной химии. Объемы их электропотребления в совокупном объеме электропотребления Тульской области в 2021 году составил 13,8% и 6,6% соответственно.

Крупнейшее предприятие металлургического комплекса региона АО «Тулачермет» является ведущим российским производителем и экспортером товарного чугуна. Предприятие занимает лидирующие позиции на мировом рынке товарного чугуна и экспортирует более 90% продукции.

Объем потребления электрической энергии рассматриваемых предприятий в суммарном объеме потребления энергосистемы Тульской области составляет в 2021 году около 25,3%.

Показатели потребления электрической энергии и мощности крупными промышленными потребителями Тульской области представлены в таблицах 2.12 и 2.13.

Таблица 2.12. Объемы потребления электроэнергии крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя	Объем годового потребления электроэнергии, млн кВт·ч				
	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
1. АО «НАК «Азот»	1176,6	1205,3	1188,4	1148,8	1180,9
2. АО «Щекиноазот»	630,8	659,1	654,8	623,4	619,6
3. АО «Тулачермет»	386,4	389,1	399,6	405,6	410,0
4. ООО «ТУЛАЧЕРМЕТ-СТАЛЬ»	-	-	-	283,8	295,5
5. ООО «ТК «Тульский»	-	-	-	60,3	128,7
6. ООО «Каргилл»	207,3	215,2	216,2	220,5	217,8
7. ОАО «РЖД» (по Тульскому региону)	153,3	154,1	108,9	96,1	110,1
8. ПАО «Косогорский металлургический завод»	124,5	125,3	124,2	122,4	113,2
9. АО «Тулагорводоканал»	108,1	106,9	104,6	103,9	105,5
10. ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	98,8	97,9	96,2	94,1	108,6



1	2	3	4	5	6
11. ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	16,6	19,1	19,1	18,6	20,4
12. АО «Тулатеплосеть»	86,2	85,8	86,7	86,8	94,4
13. Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	60,5	56,4	53,7	57,6	55,0
14. АО «Пластик»	54,0	56,5	56,8	56,2	59,3
15. АО «АК «Туламашзавод»	52,6	53,2	56,0	49,4	57,0
16. АО «Тульский патронный завод»	32,1	24,4	20,6	18,6	22,7
17. ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	39,3	41,2	43,4	40	45,1
18. ООО «Новомосковский городской водоканал»	28,9	29,6	29,8	28,4	28,2
19. АО «Алексинская бумажно-картонная фабрика»	21,5	43,8	57,8	63,3	65,1
20. АО «Конструкторское бюро приборостроения им. Академика А.Г. Шипунова»	25,5	27,6	26,7	31,3	34,5

Таблица 2.13. Объем потребления мощности крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя электрической мощности	Потребление мощности (зимний максимум), МВт				
	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
Максимум (зимний) потребления энергосистемы:	1549	1552	1548	1577	1679
АО «НАК «Азот»	134,0	138,0	136,0	138,0	138,0
АО «Щекиноазот»	72,0	75,2	74,7	71,0	70,7
ООО «ТУЛАЧЕРМЕТ-СТАЛЬ		4,3	37,5	46,7	49
АО «Тулачермет»	45,0	45,0	46,0	53,0	47,0
ООО Тепличный комплекс «Тульский»					38,0
ООО «Каргилл»	31,0	30,0	30,0	24,9	24,9
ПАО «Косогорский металлургический завод»	14,2	14,3	14,2	13,9	13,1
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	17,5	18,2	17,5	16,3	15,9
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	10,5	11,5	10,5	3,0	11,5
АО «Тулатеплосеть»	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	10,5	9,5	7,0	7,0	7,0
АО «Пластик»	6,5	7,5	7,4	8,4	8,7
АО АК «Туламашзавод»	16,0	15,0	15,0	15,0	17,5

1	2	3	4	5	6
АО «Тульский патронный завод»	8,2	5,5	6,1	5,2	6,0
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	9,5	9,5	9,5	5,7	6,7
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	5,6	6,0	5,6	7,2	8,2

#### 2.4. Анализ балансов мощности и электроэнергии энергосистемы Тульской области за 2017-2021 годы

Согласно фактическим замерам собственный максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области за 2017-2021 годы зафиксирован 24.12.2021 в 11-00 и составил 1679 МВт при частоте электрического тока 50,00 Гц и среднесуточной температуре наружного воздуха минус 14,2°С. Максимальная нагрузка электростанций на час прохождения максимума составила 1140,69 МВт.

Фактический баланс мощности энергосистемы Тульской области на час прохождения совмещенного с ЕЭС России максимума потребления электрической мощности за период 2017-2021 годов представлен в таблице 2.14.

Таблица 2.14. Фактический баланс мощности энергосистемы Тульской области на час прохождения совмещенного с ЕЭС России максимума потребления электрической мощности за период 2017-2021 годов, МВт

Показатели	2017	2018	2019	2020	2021
	09 января 17-00	24 декабря 17-00	24 января 10-00	25 декабря 17-00	24 декабря 11-00
1	2	3	4	5	6
1. Установленная мощность, всего, в том числе:	1 632,15	1 542,15	1 655,65	1 620,31	1 614,31
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	545,65	455,65	569,15	533,81	533,81
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	450	450	450	450	450,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	400	400	400	400	400,00
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот» *	105	105	105	105	
Электростанции промышленных предприятий	131,5	131,5	131,5	131,5	230,50
2. Ограничения, всего, в том числе:	175,3	213,09	199,55	159,24	147,08

1	2	3	4	5	6
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	83,15	128,45	130,76	71,41	58,15
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	0	0	0	0	0
ООО «Щекинская ГРЭС»	0	0	0	0	0
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот»	40	34,64	25,8	40,96	
Электростанции промышленных предприятий	52,15	50	42,99	46,87	88,93
3. Располагаемая мощность, всего, в том числе:	1 470,84	1 478,96	1 475,24	1 474,27	1 478,83
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	469,6	459,94	438,39	462,4	475,65
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	450	452,12	450,76	450,38	450,86
ООО «Щекинская ГРЭС»	400	400	400	400	400
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот»	71,88	85,4	97,58	76,86	
Электростанции промышленных предприятий	79,35	81,5	88,51	84,63	152,32
Превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании, всего, в том числе	13,98	149,9	19,14	13,2	11,61
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	7,1	132,74	0	0	0
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	0	2,12	0,76	0,38	0,86
ООО «Щекинская ГРЭС»	0	0	0	0	0
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	6,88	15,04	18,38	12,82	
Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	10,75
4. Ремонты, всего, в том числе:	200	200	0	0	298,0
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0	0	0	0	98,0
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	0	0	0	0	0
ООО «Щекинская ГРЭС»	200	200	0	0	200
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0	0	0	0	



1	2	3	4	5	6
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	71,88	85,4	97,58	76,86	0
Электростанции промышленных предприятий	79,35	81,5	88,51	84,63	152,32
9. Собственное потребление	1 427,26	1 481,56	1 534,51	1 519,35	1 679,47
10. Сальдо перетоков мощности (+ прием; - отдача) (п. 9-п. 8)	697,49	481,77	768,44	780,65	538,78

С 01.01.2021 Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот» учитывается как электростанция промпредприятий.

Согласно фактическим замерам максимум потребления мощности за указанный 5-летний период на час прохождения совмещенного с ЕЭС России максимума потребления мощности зафиксирован в 11-00 24.12.2021 и составил 1679,47 МВт, величина генерации составила 766,07 МВт. В момент зафиксированного максимума потребления мощности в 2021 году сальдо перетоков мощности от соседних энергосистем составляло 538,78 МВт.

Согласно фактическим замерам режимного дня в 2021 году (в 18-00 16.12.2021) потребление энергосистемы Тульской области составило 1514 МВт при нагрузке электростанций 723 МВт.

Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2017-2021 годы приведен в таблице 2.15.

Таблица 2.15. Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2017-2021 годы, млн кВт·ч

Показатели	2017	2018	2019	2020	2021
1. Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	5 079,7	5 014,5	5 296,1	5 105,0	5 344,2
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	1 618,6	1 602,3	2 270,0	2 247,4	2 306,0
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»	2 097,1	2 060,9	1 632,3	1 485,7	1 640,9
ООО «Щекинская ГРЭС»	189,7	122,4	137,0	98,7	212,1
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот»*	539,1	571,2	545,9	539,8	
Электростанции промышленных предприятий	635,2	657,7	710,9	733,4	1 185,3
2. Электропотребление	9 851,4	10 023,0	10 289,9	10 269,0	10 798,7
3. Сальдо перетоков электроэнергии «+» - прием, «-» - отдача	4 771,7	5 008,5	4 993,8	5 164,0	5 454,4

Максимальное потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области за период 2017-2021 годов отмечено в 2021 году и составило 10798,7 млн кВт·ч при выработке электрической энергии в объеме 5344,2 млн кВт·ч.

### 2.4.1. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и видам генерирующего оборудования за 2021 год

Выработка электрической энергии электростанциями энергосистемы Тульской области, включая производство электрической энергии электростанциями промышленных предприятий, в 2020 году составила 5344,2 млн кВт·ч (105,6% от факта 2020 года):

- 1) электростанция АО «Интер РАО – Электрогенерация» – 1640,9 млн кВт·ч;
- 2) электростанция ООО «Щекинская ГРЭС» – 212,1 млн кВт·ч;
- 3) электростанции ПАО «Квадра» – 2306,0 млн кВт·ч;
- 4) электростанции промышленных предприятий – 1185,3 млн кВт·ч.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности за 2021 год приведена в таблице 2.16.

Таблица 2.16. Структура выработки электроэнергии в энергосистеме Тульской области по типам электростанций и видам собственности за 2021 год

Электростанция	Собственник	Выработка за 2021 год, млн кВт·ч	% от общей выработки
Черепетская ГРЭС	АО «Интер РАО – Электрогенерация»	1 640,9	30,7
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»	212,1	4,0
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	983,0	18,4
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	208,8	3,9
Новомосковская ГРЭС	ПАО «Квадра»	1 114,1	20,8
Первомайская ТЭЦ	АО «Щекиноазот»	545,0	10,2
ТЭЦ ТЧМ	АО «Тулачермет»	527,1	9,9
ТЭЦ КМЗ	ПАО «Косогорский металлургический завод»	113,2	2,1
ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот»*	АО «Щекиноазот»	0,0	0,0

С 01.09.2021 ТГ 6 МВт ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот» выведен из эксплуатации.

Доля выработки электроэнергии электростанций по видам собственности от общей выработки энергосистемы Тульской области за 2021 год приведена на рисунке 2.3.

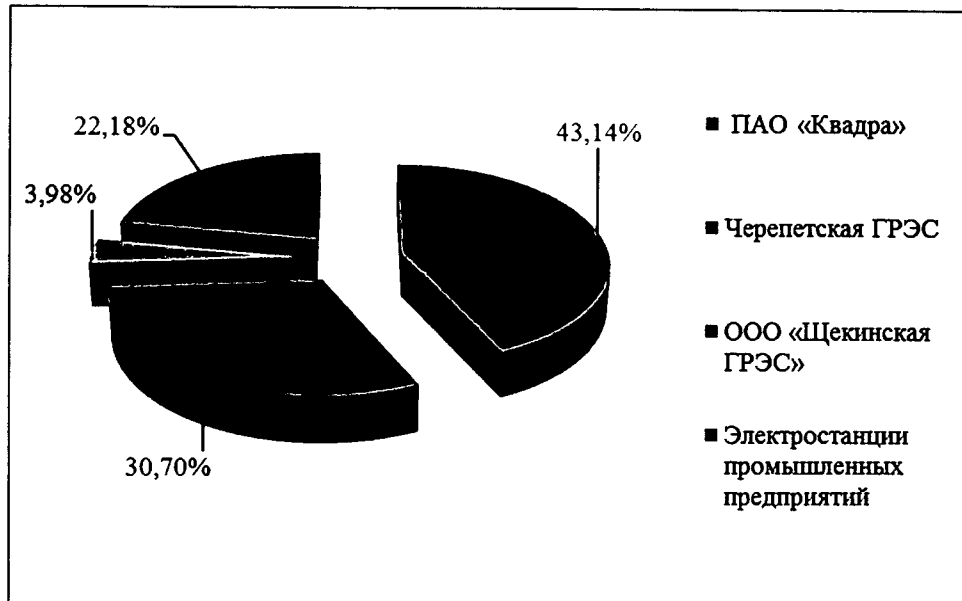


Рисунок 2.3. Доля выработки электроэнергии за 2021 год, %

Сведения о коэффициенте использования установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области за 2021 год приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17. Коэффициент использования установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области за 2021 год

Наименование	Установленная мощность электростанции на 01.01.2021, МВт	КИУМ, за 2021 год %	Установленная мощность электростанции на 01.01.2022, МВт
Черепетская ГРЭС	450	42	450
Щекинская ГРЭС	400	6	400
Новомосковская ГРЭС	233,65	54	233,65
Алексинская ТЭЦ	165,158	68	165,158
Ефремовская ТЭЦ	135	18	135
Первомайская ТЭЦ	105	59	105
ТЭЦ АО «Тулачермет»	101,5	59	101,5
ТЭЦ ПАО «КМЗ»	24	54	24
ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот»*	6	0	0

## 2.5. Основные характеристики электросетевого хозяйства Тульской области

Основной проблемой текущего состояния энергосистемы Тульской области является наличие в отдельных частях энергосистемы значительного физического износа объектов электросетевого хозяйства.

На рисунках 2.4 и 2.5 представлена возрастная структура линий электропередачи 110 и 220 кВ энергосистемы Тульской области. В таблице 2.18 приведены данные о количестве линий электропередачи 110 и 220 кВ, срок эксплуатации которых превышает нормативный срок в 25 лет.

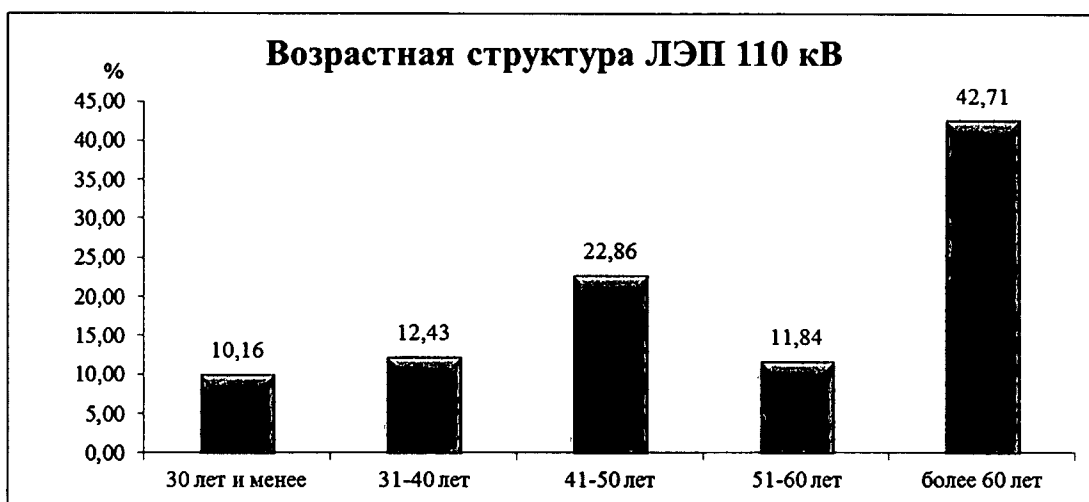


Рисунок 2.4. Возрастная структура линий электропередачи 110 кВ энергосистемы Тульской области

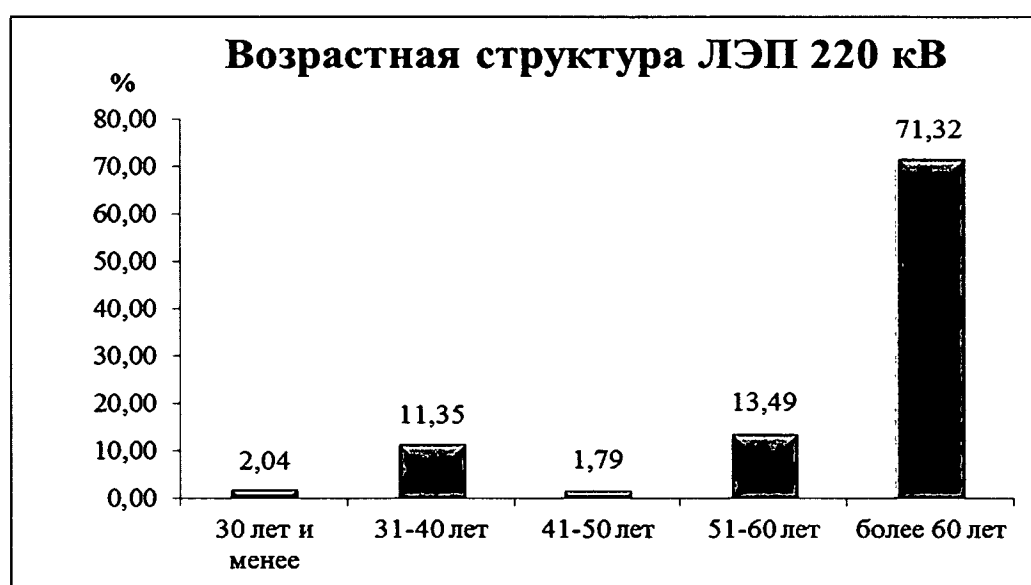


Рисунок 2.5. Возрастная структура линий электропередачи 220 кВ энергосистемы Тульской области

Таблица 2.18 Возрастная структура линий электропередачи 110 кВ и 220 кВ на 01.01.2022

Показатель	30 лет и менее	31-40 лет	41-50 лет	51-60 лет	более 60 лет
ВЛ 220 кВ общая протяженность, км	20,39	113,22	17,88	134,59	711,4
То же, %	2,04	11,35	1,79	13,49	71,32
ВЛ 110 кВ общая протяженность, км	274,79	336,16	618,18	320,17	1155,23
То же, %	10,16	12,43	22,86	11,84	42,71



С учетом данных по состоянию электросетевого хозяйства филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» планируется реконструкция электросетевых объектов в связи со значительным физическим износом (таблица 2.19).

Таблица 2.19. Перечень электросетевых объектов, по которым планируется реконструкция в связи со значительным физическим износом

Наименование энергообъекта	Характеристика объекта	Год реконструкции	Техническое обоснование необходимости реализации мероприятия
1	2	3	4
1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск, протяженностью по трассе 0,8 км	0,8 км	2023	акт технического освидетельствования от 30.05.2020
2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово - Мясново, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная	26,85 км	2027	акт технического освидетельствования от 18.10.2019
3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей, протяженностью по трассе 20,0 км	20,0 км	2023	акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 30.10.2018
4. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей, протяженностью по трассе 8,7 км	8,7 км	2023	акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 30.10.2018
5. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк, протяженностью по трассе 29,44 км	29,44 км	2023	акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 30.10.2018
6. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново - Советская	21 км	2023	акт технического освидетельствования от 28.01.2020
7. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	30,0 км	2027	акт технического освидетельствования от 20.09.2019

1	2	3	4
8. ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево	12,0 км	2025	акт технического освидетельствования от 20.09.2019
9. Реконструкция ВЛ 110 кВ Узловая – Северная.	14,59 км	2026	акт технического освидетельствования от 27.09.2019
10. Реконструкция ВЛ 35 кВ Казановка – Бучалки, протяженностью по трассе 12,7 км	12,7 км	2023	акт технического освидетельствования №2-09 от 21.07.17
11. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ефремов – Черемушки с отп., протяженностью по трассе 6,0 км	6,0 км	2022	акт технического освидетельствования №21-17 от 10.08.2017
12. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ивановско – Кашира (с 1 по 79 опору) протяженностью по трассе 7,7 км	7,7 км	2024	акт технического освидетельствования от 21.10.2015
13. Реконструкция двухцепной ВЛ 35 кВ Ясногорск – Шульгино 1 и 2 (с 1 по 83 опору), протяженностью по трассе 15,7 км	15,7 км	2025	акт технического освидетельствования от 21.10.2015
14. Реконструкция ПС 35/6 кВ №67 Гранки с заменой трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА, МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ, РВС 35 кВ, ТН 35 кВ, разъединителей 35 кВ, МВ 6 кВ на ВВ 6 кВ	10 МВА	2023	акт технического освидетельствования № 1-08-17 от 12.08.2017

## 2.6. Анализ произведенных в 2021 году вводов, реконструкций электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области

Информация по выполненным в 2021 году вводам, реконструкциям и прочим действиям с объектами электросетевого хозяйства по энергосистеме Тульской области приведена в таблице 2.20.

Таблица 2.20. Вводы, реконструкция объектов электросетевого хозяйства в 2021 году

Наименование объекта	Наименование элемента	Мероприятие
1	2	3
По филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС		
ПС 220 кВ Бегичево	ТН-220 1 сш ф А ТН-220 1 сш ф В ТН-220 1 сш ф С	техническое перевооружение
ПС 220 кВ Ленинская	ТТ ОМВ 220 кВ ф А ТТ ОМВ 220 кВ ф В ТТ ОМВ 220 кВ ф С ТТ ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ-Ленинская ф А ТТ ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ-Ленинская ф В ТТ ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ-Ленинская ф С	программа повышения надёжности
ПС 220 кВ Металлургическая	ТН 220 Тула (ф.В) ТТ-1-220 Тула ф. А ТТ-1-220 Тула ф. В ТТ-1-220 Тула ф. С	техническое перевооружение
	В-1-220 Тула ЛР 220 Тула РР-1-220 Тула РР-2-220 Тула ШР-1-220 Тула ШР 220 АТ-1	реконструкция
ПС 220 кВ Тула	ТН-220 2 сш ф А ТН-220 2 сш ф В ТН-220 2 сш ф С ТТ ВЛ 220 кВ ЩГРЭС Тула-с отп.ф А ТТ ВЛ 220 кВ ЩГРЭС Тула-с отп.ф А ТТ ВЛ 220 кВ ЩГРЭС Тула-с отп.ф А ТТ ОМВ 220 кВ ф А ТТ ОМВ 220 кВ ф В ТТ ОМВ 220 кВ ф С ТТ ВЛ 220 кВ Тула-Тепличная с отп.ф А ТТ ВЛ 220 кВ Тула-Тепличная с отп.ф В ТТ ВЛ 220 кВ Тула-Тепличная с отп.ф С	техническое перевооружение
ПС 220 кВ Химическая	ТТ ВЛ 220кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая ф. А ТТ ВЛ 220кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая ф. В ТТ ВЛ 220кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая ф. С	техническое перевооружение

1	2	3
По филиалу ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»		
ПС 110 кВ Задонье	ТН 2 СШ 110 кВ	техническое перевооружение
ПС 110 кВ Говорёнки	Выключатель 10 кВ	техническое перевооружение
ПС 110 кВ Доробино	ТН 2 СкШ 35 кВ	реконструкция
ПС 110 кВ Рудаково	ТМГ 25/10	модернизация
ПС 110 кВ Гремичицы	РЛНД-2-110	аренда
	РЛНД-1-110	
	ВГТ-110	
	ТДН-16000/110-У1	
	ТМ-160/10	
	ТМГ-160/10	
	ВВ/TEL-10-20	
ПС 110 кВ Олень	ТДН-16000/110/6	аренда
	ТДН-16000/110/6	
	РНДЗ-16-110/630	
	РНД-110/630	
	ВВ/TEL-10-20/1000	
	ВВ/TEL-10-20/1000	
	ВВ/TEL-10-20/1000-У2	
	ВВ/TEL-10-20/1000-У2	
	ВВ/TEL-10-20/1600	
	ВВ/TEL-10-20/1600	
	ВВ/TEL-10-20/1600	
	ВВ/TEL-10-20/630	
	ВВ/TEL-10-20/630	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМГ-133-600-20 с ПЭ-11	
	ВМП-10П-630-20	
	ВМП-10П-630-20	
	ВМП-10П-630-20	
	ВМП-10П-630-20	
	ВМП-10П-630-20	
	ВМП-10П-630-20	
ВМП-10П-630-20		
ВМП-10П-630-20		
ВМП-10П-630-20		
ВМП-10П-630-20		



- 2) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник;
- 3) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон;
- 4) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная;
- 5) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы;
- 6) ВЛ 220 кВ Станы – Шипово;
- 7) ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово;
- 8) ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками;
- 9) ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками;
- 10) ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками;
- 11) ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя;
- 12) ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево;
- 13) ВЛ 110 кВ Протон – Заоская с отпайкой на ПС Яковлелево;
- 14) ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 1 с отпайками;
- 15) ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 2 с отпайками.

С энергосистемой Рязанской области:

- 1) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская;
- 2) ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее;
- 3) ВЛ 110 кВ Зубово – Горлово.

С энергосистемой Орловской области:

- 1) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск;
- 2) ВЛ 110 кВ Мценск – Чернь с отпайкой на ПС Коммаш;
- 3) ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками.

С энергосистемой Брянской области:

- 1) КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная.

### **2.7.1. Анализ отчетного потокораспределения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на зимний/летний максимум нагрузок за 2021 год**

В настоящий момент энергосистема Тульской области связана:

- 1) с энергосистемой г. Москвы и Московской области по ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск, КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока;
- 2) с энергосистемой Рязанской области по ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская, ВЛ 110 кВ Зубово – Горлово, ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее;

3) с энергосистемой Орловской области по ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск, ВЛ 110 кВ Чернь – Плавск с отпайкой на ПС Скуратово;

4) с энергосистемой Калужской области по ВЛ 220 кВ Станы – Шипово, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы, 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 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос 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 Шепелево – Белев 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 2 с отпайками, ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево, ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево, ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово;

5) с энергосистемой Брянской области по КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная.

В таблице 2.21 и 2.22 представлены основные характеристики режимов зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок.

Таблица 2.21. Структура баланса мощности и сальдо перетоков мощности энергосистемы Тульской области в 2021 году в зимний период, МВт

Наименование	Часы	
	Максимум 24.12.2021 (11-00)	Минимум 03.01.2021 (04-00)
1	2	3
Температура воздуха, °С	-14,2	-0,2
Потребление, МВт	1 679,47	1072,25
в т.ч. ОАО «НАК Азот»	170,39	172,95
Генерация, МВт, в т.ч.:	1140,69	566,55
Черепетская ГРЭС	450,09	135,06
Щекинская ГРЭС	161,48	0,00
Новомосковская ГРЭС	180,23	144,90
Алексинская ТЭЦ	151,87	111,61
Ефремовская ТЭЦ	44,70	31,72
Электростанции промпредприятий (ТЭЦ АО «Тулачермет», ТЭЦ ПАО «Косогорский металлургический завод», Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот», ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот»*)	152,32	143,26
Сальдо перетоков мощности, в т.ч.:	538,78	505,70
с энергосистемой Калужской области	45,09	72,06
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник	-1,36	-16,59
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита	-49,85	-47,08

1	2	3
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон	7,17	4,53
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная	17,63	57,15
ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово	0,00	13,86
ВЛ 220 кВ Станы – Шипово	43,69	68,27
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы	-63,95	-70,83
ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	17,57	14,26
ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками	17,59	13,03
ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками	18,71	10,93
ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками	13,23	0,92
ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя	-6,40	3,21
ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	19,56	14,08
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 1 с отпайками	7,19	3,92
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 2 с отпайками	4,34	2,46
ВЛ 35 кВ Белёв – Ульяново с отпайкой	-0,02	-0,02
с энергосистемой г. Москвы и Московской области	298,58	102,70
ВЛ 220 кВ Шипово – Ока	-8,46	-52,31
ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока	8,06	-48,00
КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры	-0,04	41,42
ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки	-6,27	-13,01
ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	30,79	-0,63
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС	122,90	77,02
ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая	145,70	92,30
ВЛ 110 кВ Пущино – Таруса I цепь	2,21	2,21
ВЛ 110 кВ Пущино – Таруса II цепь	0,74	0,74
ВЛ 35 кВ Кашира – Ивановково	2,94	2,94
с энергосистемой Рязанской области	210,21	101,17
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская	175,12	95,17
ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее	15,01	1,99
ВЛ 110 кВ Зубово – Горлово	20,07	4,00
с энергосистемой Орловской области	-15,10	123,56
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск	-32,72	112,15
ВЛ 110 кВ Мценск – Чернь с отпайкой на ПС Коммаш	19,46	8,29
ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	4,30	4,75
ПС 110 кВ Коммаш Т-1, Т-2, ПС 110 кВ Чернь Тяговая Т-1, Т-2	-6,14	-1,64
с энергосистемой Брянской области	0,00	106,21
КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная	0,00	106,21
с энергосистемой Липецкой области	0,00	0,00
ВЛ 10 кВ ПЭ Ефремов – Становая	0,00	0,00



\* С 01.09.2021 ТГ 6 МВт ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот» выведен из эксплуатации.

Таблица 2.22. Структура баланса мощности и сальдо перетоков мощности энергосистемы Тульской области в 2021 году в летний период, МВт

Наименование	Часы	
	Максимум 19.07.2021 (15-00)	Минимум 20.06.2021 (06-00)
1	2	3
Температура воздуха, °С	24,0	22,3
Потребление, МВт	1 293,68	867,41
в т.ч. АО «НАК «Азот»	188,39	168,11
Генерация, МВт, в т.ч.:	988,10	293,63
Черепетская ГРЭС	385,54	114,90
Щекинская ГРЭС	189,72	0,00
Новомосковская ГРЭС	159,48	0,00
Алексинская ТЭЦ	114,67	65,71
Ефремовская ТЭЦ	0,00	0,00
Электростанции промпредприятий (ТЭЦ АО «Тулачермет», ТЭЦ ПАО «Косогорский металлургический завод», Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот», ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот»)	138,69	113,02
Сальдо перетоков мощности, МВт, в т.ч.:	305,58	573,78
с энергосистемой Калужской области	-33,71	74,52
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник	-6,94	7,30
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита	-48,06	-17,52
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон	5,59	11,86
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная	-8,26	33,48
ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово	11,00	12,13
ВЛ 220 кВ Станы – Шипово	38,84	37,29
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы	-60,75	-65,59
ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	0,00	5,67
ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками	9,06	12,17
ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками	7,60	10,11
ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками	1,10	16,41
ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя	-6,78	2,91
ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	18,43	4,86
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 1 с отпайками	3,24	3,29
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 2 с отпайками	2,23	0,19
ВЛ 35 кВ Белёв – Ульяново с отпайкой	-0,02	-0,02

1	2	3
с энергосистемой г.Москвы и Московской области	201,12	174,20
ВЛ 220 кВ Шипово - Ока	-9,50	-27,39
ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ока	-12,94	-24,53
КВЛ 220 кВ Приокская - Бугры	0,00	37,55
ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС - Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки	15,92	9,07
ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	18,67	6,10
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС	82,98	78,16
ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая	100,94	90,18
ВЛ 110 кВ Пушино - Таруса I цепь	2,21	2,21
ВЛ 110 кВ Пушино - Таруса II цепь	0,74	0,74
ВЛ 35 кВ Кашира - Ивановско	2,10	2,10
с энергосистемой Рязанской области	136,52	171,28
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	134,47	140,63
ВЛ 110 кВ Виленки - Гремячее	-3,97	14,21
ВЛ 110 кВ Зубово - Горлово	6,03	16,43
с энергосистемой Орловской области	-12,24	42,56
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-42,94	37,49
ВЛ 110 кВ Мценск - Чернь с отпайкой на ПС Коммаш	20,65	3,91
ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	14,67	2,54
ПС 110 кВ Коммаш Т-1, Т-2, ПС 110 кВ Чернь Тяговая Т-1, Т-2	-4,62	-1,38
с энергосистемой Брянской области	13,90	111,22
КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Цементная	13,90	111,22
с энергосистемой Липецкой области	0,00	0,00
ВЛ 10 кВ ПЭ Ефремов - Становая	0,00	0,00
1	2	3
Температура воздуха, °С	24,0	22,3
Потребление, МВт	1 293,68	867,41
в т.ч. АО «НАК «Азот»	188,39	168,11
Генерация, МВт, в т.ч.:	988,10	293,63
Черепетская ГРЭС	385,54	114,90
Щекинская ГРЭС	189,72	0,00
Новомосковская ГРЭС	159,48	0,00
Алексинская ТЭЦ	114,67	65,71
Ефремовская ТЭЦ	0,00	0,00
Электростанции промпредприятий (ТЭЦ АО «Тулачермет», ТЭЦ ПАО «Косогорский металлургический завод», Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот», ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот»)	138,69	113,02
Сальдо перетоков мощности, МВт, в т.ч.:	305,58	573,78
с энергосистемой Калужской области	-33,71	74,52
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Спутник	-6,94	7,30

1	2	3
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита	-48,06	-17,52
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон	5,59	11,86
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная	-8,26	33,48
ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово	11,00	12,13
ВЛ 220 кВ Станы – Шипово	38,84	37,29
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы	-60,75	-65,59
ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	0,00	5,67
ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками	9,06	12,17
ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками	7,60	10,11
ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками	1,10	16,41
ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя	-6,78	2,91
ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	18,43	4,86
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 1 с отпайками	3,24	3,29
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 2 с отпайками	2,23	0,19
ВЛ 35 кВ Белёв – Ульяново с отпайкой с энергосистемой г.Москвы и Московской области	201,12	174,20
ВЛ 220 кВ Шипово – Ока	-9,50	-27,39
ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока	-12,94	-24,53
КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры	0,00	37,55
ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки	15,92	9,07
ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	18,67	6,10
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС	82,98	78,16
ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая	100,94	90,18
ВЛ 110 кВ Пущино – Таруса I цепь	2,21	2,21
ВЛ 110 кВ Пущино – Таруса II цепь	0,74	0,74
ВЛ 35 кВ Кашира – Иваново с энергосистемой Рязанской области	136,52	171,28
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская	134,47	140,63
ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее	-3,97	14,21
ВЛ 110 кВ Zubovo – Горлово с энергосистемой Орловской области	-12,24	42,56
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск	-42,94	37,49
ВЛ 110 кВ Мценск – Чернь с отпайкой на ПС Коммаш	20,65	3,91
ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	14,67	2,54
ПС 110 кВ Коммаш Т-1, Т-2, ПС 110 кВ Чернь Тяговая Т-1, Т-2 с энергосистемой Брянской области	-4,62	-1,38
КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная с энергосистемой Липецкой области	13,90	111,22
ВЛ 10 кВ ПЭ Ефремов – Становая	0,00	0,00

Анализ представленных данных показал, что энергосистема Тульской области получает мощность из сопредельных энергосистем.

В день зимних контрольных замеров 16.12.2020 в 18-00 суммарное потребление мощности энергосистемы Тульской области составило 1514 МВт, при этом генерация составляла 723 МВт. В день летних контрольных замеров 16.06.2021 в 10-00 суммарное потребление энергосистемы Тульской области составило 1224 МВт, при этом генерация составляла 659 МВт.

В таблице 2.23 представлены уровни загрузок генераторного оборудования электростанций энергосистемы Тульской области, находящегося в работе в дни контрольных замеров.

Таблица 2.23. Загрузка генераторов электростанций энергосистемы Тульской области мощностью более 5 МВт

Наименование электростанции	Номер блока	Загрузка в режимный день контрольного замера, МВт	
		зимних нагрузок (16.12.2020 18-00)	летних нагрузок (16.06.2021 10-00)
1	2	3	4
Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО-Электрогенерация»	Блок 8	0	201
	Блок 9	225,1	200
ООО «Щекинская ГРЭС»	Блок 1	0	0
	Блок 2	0	0
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Новомосковская ГРЭС»	ТГ-4	0	0
	ТГ-7	0	0
	ПГУ-190	179,5	0
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Алексинская ТЭЦ»	ТГ-2	0	7,1
	ТГ-3	0	0
	ПГУ-1	115,4	115,7
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Ефремовская ТЭЦ»	ТГ-5	0	0
	ТГ-6	42,5	0
	ТГ-7	0	14
Первомайская ТЭЦ Филиала АО «Щекиноазот»	ТГ-1	23,3	18,8
	ТГ-2	23,6	21
	ТГ-3	0	24
	ТГ-4	0	0
	ТГ-5	27,1	0

1	2	3	4
ТЭЦ АО «Тулачермет»	ТГ-2	17,5	19,6
	ТГ-3	5,1	3,6
	ТГ-4	2,7	3
	ТГ-5	41,2	34,5
ТЭЦ ПАО «КМЗ»	ТГ-1, ТГ-2	16	11
ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот»	ТГ-1	6	6

## 2.8. Анализ основных проблем функционирования энергосистемы Тульской области

Электросетевой комплекс Тульской области характеризуется следующими проблемами:

- 1) высокий износ и необходимость проведения реконструкции большого количества электросетевых объектов;
- 2) исчерпание паркового ресурса подавляющего большинства генерирующего оборудования на электростанциях региона;
- 3) исчерпание резерва некоторых центров питания 110 кВ на территории Тульской области, что ограничивает присоединение дополнительной электрической нагрузки в среднесрочной перспективе;
- 4) зависимость режимов работы электрической сети 110 кВ Ефремовского энергорайона от наличия генерации на Ефремовской ТЭЦ ввиду ограниченного количества связей 220-110 кВ с ЕЭС;
- 5) необходимость реконструкции и модернизации морально и физически устаревших общесистемных средств управления (РЗА, ПА);
- 6) значительное количество морально устаревшего маслонаполненного коммутационного оборудования на объектах, что снижает надежность и является негативным экологическим фактором.

## 2.9. Анализ загрузки питающих центров напряжением 110-220 кВ

### 2.9.1. Оценка загрузки центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области

Для всех энергорайонов энергосистемы Тульской области проведена оценка загрузки центров питания 220 кВ.

Оценка загрузки центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области приведена в таблице 2.24.

Необходимо отметить, что к 2027 году срок службы всех автотрансформаторов, указанных в таблице 2.24, за исключением АТ-1, АТ-2

ПС 220 кВ Тула и АТ-3 ПС 220 кВ Северная, будет превышать минимальный нормативный срок эксплуатации 25 лет (15 автотрансформаторов 220/110 кВ):

- АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская;
- АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская;
- АТ-1 ПС 220 кВ Металлургическая;
- АТ-2 ПС 220 кВ Металлургическая;
- АТ-1 ПС 220 кВ Северная;
- АТ-2 ПС 220 кВ Северная;
- АТ-1 ПС 220 кВ Химическая;
- АТ-2 ПС 220 кВ Химическая;
- АТ-1 ПС 220 кВ Бегичево;
- АТ-2 ПС 220 кВ Бегичево;
- АТ-2 ПС 220 кВ Люторичи;
- АТ-1 ПС 220 кВ Яснополянская;
- АТ-2 ПС 220 кВ Яснополянская;
- АТ-2 ПС 220 кВ Шипово;
- АТ-1 ПС 220 кВ Звезда.

Таблица 2.24. Оценка загрузки центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области

Энергорайон, ПС, АТ	Загрузка автотрансформаторов, МВА/% 2020 год				Загрузка автотрансформаторов, МВА/% 2021 год			
	за 16.12.2020 (режимный день)		за 17.06.2020 (режимный день)		за 15.12.2021 (режимный день)		за 16.06.2021 (режимный день)	
	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Тульский</b>								
АТ-1 ПС 220 кВ Тула	83,7/84,1	34	59,2/60	24	73,54/73,5	29	ОТКЛ	0
АТ-2 ПС 220 кВ Тула	88,1/88,3	35	62,6/63,1	25	77,71/77,7	31	92,1/81,2	37
АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	76,7/84,6	42	54,3/63,7	32	81,32/74,1	41	81,8/69,1	41
АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	75,7/83,3	42	53,7/63	31	80,39/73,3	40	81,5/68,6	41
АТ-1 ПС 220 кВ Metallургическая	ОТКЛ	0	20,3/21,4	17	32,79/31,2	26	34,98/31	28
АТ-2 ПС 220 кВ Metallургическая	43,8/45,9	37	20,0/21,1	17	31,94/30,3	26	34,8/30,8	28
<b>Новомосковский</b>								
АТ-1 ПС 220 кВ Северная	59,1/65,3	33	59,1/66,6	33	69,54/58,5	35	83,6/67,4	42
АТ-2 ПС 220 кВ Северная	35,5/39	22	ОТКЛ	0	35,60/31,7	20	74,9/67,4	42
АТ-3 ПС 220 кВ Северная	59/69,7	35	58,4/69,2	35	71,76/57,3	36	ОТКЛ	0
АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	119,5/132,2	66	40,3/48,9	24	52,51/45,1	26	57,7/49,1	29
АТ-2 ПС 220 кВ Химическая	30,7/31,5	66	40,0/48,5	24	51,48/44,2	26	56,1/47,9	28
<b>Люторици и Бегичево</b>								
АТ-1 ПС 220 кВ Бегичево	36,3/36,8	31	26,5/27,3	23	37,15/37,1	31	32,3/31,2	27
АТ-2 ПС 220 кВ Бегичево	36,2/37,5	31	26,6/28,6	24	37,34/36,9	31	33,1/32,1	28
АТ-2 ПС 220 кВ Люторици	15/37,3	30	40,8/41,5	33	21,73/20,4	17	ОТКЛ	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Щекинский</b>								
АТ-1 ПС 220 кВ Яснополянская	23,3/25,2	20	0,1/0,2	0	43,56/30,9	35	19,5/18,0	16
АТ-2 ПС 220 кВ Яснополянская	20,6/21,4	17	17,6/23,3	19	35,80/27,1	29	18,4/17,1	15
<b>Ефремовский</b>								
АТ-1 ПС 220 кВ Звезда	24,2/29,4	23	17,5/20,5	16	23,08/19,4	34,7	34,7/30,5	28
<b>Заокский</b>								
АТ-2 ПС 220 кВ Шипово	40,9/44	35	ОТКЛ	0	48,06/38,4	38	28,2/23,7	23

\* Величина загрузки трансформаторного оборудования определена относительно номинальной мощности.



### Тульский энергорайон

В настоящее время Тульский энергорайон включает три центра питания 220 кВ: ПС 220 кВ Тула (2x250 МВА), ПС 220 кВ Ленинская (2x200 МВА), ПС 220 кВ Metallургическая (2x125 МВА).

В день контрольного замера 15.12.2021 18-00 наибольшая загрузка автотрансформаторов была на ПС 220 кВ Ленинская и составляла 41% и 40% от номинальной мощности АТ. Средняя загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Тула составляла 30%, на ПС 220 кВ Metallургическая – 26% от суммарной номинальной мощности АТ соответственно.

В день контрольного замера 16.06.2021 10-00 средняя загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Ленинская составляла 41%, на ПС 220 кВ Тула – 37%, на ПС 220 кВ Metallургическая – 28% от суммарной номинальной мощности АТ соответственно.

### Новомосковский энергорайон

Центром питания Новомосковского энергорайона являются ПС 220 кВ Северная (2x200 МВА и 1x180 МВА) и ПС 220 кВ Химическая (2x200 МВА).

В день контрольного замера 15.12.2021 18-00 максимальная загрузка автотрансформатора была зафиксирована на АТ-3 на ПС 220 кВ Северная и составляла 72 МВА (36%) от номинальной мощности. Средняя загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Химическая составляла 26% от номинальной мощности. Средняя загрузка АТ-1, АТ-2 и АТ-3 на ПС 220 кВ Северная составляла 30% от номинальной мощности.

В день контрольного замера 16.06.2021 10-00 средняя загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Химическая составляла 28,5%, на ПС 220 кВ Северная – 28% от суммарной номинальной мощности АТ соответственно.

### Энергорайон Бегичево-Люторичи

Основными центрами питания энергорайона Бегичево-Люторичи являются ПС 220 кВ Бегичево (2x120 МВА) и ПС 220 кВ Люторичи (АТ-2 мощностью 125 МВА).

В день контрольного замера 15.12.2021 18-00 средняя загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Бегичево составляла 31% от суммарной номинальной мощности АТ, на ПС 220 кВ Люторичи – 17% от номинальной мощности АТ.

В день контрольного замера 16.06.2021 10-00 средняя нагрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Бегичево составляла 27,5% от суммарной номинальной мощности АТ, на ПС 220 кВ Люторичи АТ-2 был отключен.

#### Щекинский энергорайон

Центром питания Щекинского энергорайона является Щекинская ГРЭС и ПС 220 кВ Яснополянская (2х125 МВА).

Средняя нагрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Яснополянская в режимный день контрольного замера зимних максимальных нагрузок 15.12.2021 18-00 составила 32% от суммарной номинальной мощности АТ 220/110 кВ, в режимный день контрольного замера летних максимальных нагрузок 16.06.2021 10-00 – 15,5% от суммарной номинальной мощности АТ 220/110 кВ.

#### Ефремовский энергорайон

Основными питающими центрами Ефремовского энергорайона являются Ефремовская ТЭЦ и ПС 220 кВ Звезда (1х125 МВА).

В режимный день за 15.12.2021 18-00 на ПС 220 кВ Звезда нагрузка АТ-1 составляла 18% от номинальной мощности.

В режимный день за 16.06.2021 10-00 на ПС 220 кВ Звезда нагрузка АТ - 1 составляла 28% от номинальной мощности.

Ввиду того, что на ПС 220 кВ Звезда установлен один АТ 220/110 кВ, а также при наличии единственной питающей ВЛ 220 кВ, нагрузка АТ-1 ПС 220 кВ Звезда в существенной мере зависит от пропускной способности прилегающей сети 110 кВ, а также от уровня генерации на Ефремовской ТЭЦ.

#### Заокский энергорайон

Основными центрами питания Заокского энергорайона со стороны энергосистемы Тульской области является Алексинская ТЭЦ, ПС 220 кВ Шипово (1х125 МВА), со стороны энергосистемы Калужской области ПС 220 кВ Протон (2х125 МВА) (собственник – НИЦ «Курчатовский институт» - ИФВЭ).

В день контрольного замера 15.12.2021 18-00 нагрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово составляла 38% от номинальной мощности.

В день контрольного замера 16.06.2021 10-00 нагрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово составляла 23% от номинальной мощности.

## Суворовский энергорайон

В настоящее время электроснабжение Суворовского энергорайона обеспечивается только по сети 110 кВ от ПС 220 кВ Электрон (по транзиту 110 кВ Электрон – Середейск – Шепелево – Суворов и Ушатово), от ПС 220 кВ Орбита (по транзиту 110 кВ Орбита – Агеево – Суворов) и от Первомайской ТЭЦ (по транзиту 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Малахово – Лужное). При этом в двухцепной исполнении выполнены следующие ВЛ:

ВЛ 110 кВ Шепелево – Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск и ВЛ 110 кВ Шепелево – Середейск Южная с отпайкой на ПС Козельск (сечение провода АС-120),

ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Малахово № 1 с отпайкой на ПС Гагаринская и ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Малахово № 2 с отпайкой на ПС Гагаринская (сечение провода АС-120).

### **2.9.2. Оценка загрузки центров питания 110 кВ энергосистемы Тульской области**

В таблице 2.25 представлены сведения о центрах питания 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго», характеризующихся текущей недостаточной пропускной способностью трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах. Загрузка одного трансформатора двухтрансформаторного центра питания 110 кВ указана при аварийном отключении второго трансформатора или выводе в ремонт второго трансформатора.

Основные характеристики центров питания 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» приведены в приложении № 4 к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы.

Таблица 2.25. Сведения о загрузке центров питания 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго», характеризующихся недостаточной пропускной способностью в послеаварийных и ремонтных схемах

Диспетчерское наименование подстанции 110 кВ	Месторасположение подстанции (адрес)	Данные по трансформаторам				Фактическая зимняя нагрузка, МВА***	Фактическая летняя нагрузка, МВА***	Суммарная заявленная мощность с учетом коэффициента реализации по состоянию на 01.01.2022, МВА	Величина перспективной зимней нагрузки трансформатора с учетом перевода нагрузки на другие ЦП, МВА**	Величина перспективной летней нагрузки трансформатора с учетом перевода нагрузки на другие ЦП, МВА**	Величина перспективной зимней нагрузки трансформатора по отношению к длительно допустимой мощности, %	Величина перспективной летней нагрузки трансформатора по отношению к длительно допустимой мощности, %
		наименование	номинальная мощность, МВА	длительно допустимая нагрузка в зимний, МВА*	длительно допустимая нагрузка в летний период, МВА*							
ПС 110 кВ Средняя	Алексинский район, ж/д станция «Средняя»	T-1	16	20	19,04	13,52	12,96	0,08	13,59	13,04	116,45	132,8
		T-2	10	11,7	9,8							
ПС 110 кВ Заокская	Заокский район, пос. Заокский	T-1	16	18,6 9	15,87	25,5	15,32	2,113	24,0	13,8	127,6	86,1
		T-2	16	20,0	19,13							

\* Величина длительно допустимой мощности трансформаторов определена в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. 229».

\*\* В столбце показана перспективная нагрузка ПС с учетом коэффициента реализации ТУ на ТП.

\*\*\* Представлена максимальная нагрузка центра питания по замерам зимнего и летнего режимного дня за период 2017-2021.

## 2.10. Анализ уровней напряжения и состояние степени компенсации реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов за отчетные годы по данным контрольных замеров показал, что уровни напряжения в сети 110-220 кВ энергосистемы Тульской области в нормальной схеме сети и при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтных схемах сети находятся в диапазоне допустимых значений.

Существующих средств компенсации реактивной мощности, установленных на ПС 220 кВ Тула, ПС 220 кВ Люторичи и ПС 110 кВ Ефремов, достаточно.

## 2.11. Оценка существующих уровней токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше объектов энергосистемы Тульской области

По результатам анализа отключающей способности коммутационного оборудования за отчётный 2021 год коммутационное оборудование ПС 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области соответствует существующим токам короткого замыкания.

## 2.12. Анализ развития генерирующих мощностей и режимов работы электростанций энергосистемы Тульской области за 2017-2021 годы

Существующая установленная электрическая и тепловая мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 01.01.2022 представлена в таблице 2.26.

Таблица 2.26. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 01.01.2022

Электростанция, установленная мощность (электрическая, МВт / тепловая, Гкал/ч)	Тип генератор	Тип турбины	Установленная мощность, МВт	Станционный номер
1	2	3	4	5
Электростанция АО «Интер РАО - Электрогенерация»				
Черепетская ГРЭС 450/172	ТЗФП-220- 2УЗ	К-225-12,8-4р	225	8
		К-225-12,8-4р	225	9
ООО «Щекинская ГРЭС»				
Щекинская ГРЭС 400/0	ТВВ-220-2Е	К-200-130	200	11
		К-200-130	200	12

1	2	3	4	5
ПАО «Квадра»				
Алексинская ТЭЦ 165,158/231	Т-12-2УЗ	ПР-12-90/15	12	2
	ТВФ-63-2У	Т-50-90/1,5	29	3
	AMS 1250A LF	SGT-800 (ГТУ)	44,422	5
	AMS 1250A LF	SGT-800 (ГТУ)	46,402	6
	AMS 1250 LG	SST-400 (ПТУ)	33,334	7
Ефремовская ТЭЦ 135/436	ТВС-30	ПР-25-90/10	25	5
	ТВФ-63-2	ПТ-60-90/13	60	6
	ТВФ-63-2	Р-50-130/13	50	7
Новомосковская ГРЭС 233,65/302,4		Р-14-90/31	14	4
		Р-32-90/13	32	7
	9А5	PG9171E	131,75	8
	SGen5-100А- 2Р	SST PAC 600	55,9	9
Электростанции промышленных предприятий				
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот» 105/674	ТВ-2-30-2	Р-15-90/31	15	2
	ТВ-2-30-2	П-25-29/13	2x25	1,3
	ТВС 30	Р-15-90/31	15	4
	ТВС 30	ПР-25-90/10	25	5
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» 101,5/644	Т-6-2УЗ	ПТ-25-90/10	25	2
	Т-12-2	Р-6-35/10	6	3
	ТВФ-60-2	Р-12-90/31	10,5	4
		ПТ-60-90/13	60	5
ТЭЦ-ПВС ПАО «КМЗ» 24/287,9		ПТ-12-35/10	2x12	1,2

В таблице 2.27 приведены данные о динамике изменения установленной мощности электростанций Тульской области за прошедший пятилетний период. По отношению к 2021 году суммарная установленная мощность в 2022 году уменьшилась на 6 МВт (с 01.09.2021 ТГ 6 МВт ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот» выведен из эксплуатации).

Таблица 2.27. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	на 01.01.2018	на 01.01.2019	на 01.01.2020	на 01.01.2021	на 01.01.2022
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400
Новомосковская ГРЭС	233,65	233,65	233,65	233,65	233,65
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105
Ефремовская ТЭЦ	160	160	160	135	135
Алексинская ТЭЦ	62	62	156,99	165,16	165,16
ТЭЦ АО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24
ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот»	6	6	6	6	0
Итого	1542,15	1542,15	1637,14	1620,3	1614,3

За период 2017-2021 годов по энергосистеме Тульской области произведен окончательный вывод из эксплуатации следующего оборудования электростанций:

1) с 01.01.2017 на Черепетской ГРЭС выведены из эксплуатации блок ст. № 5 установленной мощностью 300 МВт, блок ст. № 6 установленной мощностью 300 МВт и блок ст. № 7 установленной мощностью 265 МВт;

2) с 01.06.2017 на Новомосковской ГРЭС выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 1 типа Т-90-90/2,5 мощностью 90 МВт и паровые энергетические котлы «Шихау» ст. №№ 2, 3, 4, 5;

3) с 01.04.2020 на Ефремовской ТЭЦ выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 4 типа ПР-25-90/10 мощностью 25 МВт;

4) с 01.09.2021 ТГ 6 МВт ТЭЦ Ефремовского филиала АО «Щекиноазот» выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. №1 П-6-35/5М мощностью 6 МВт.

За период 2017-2021 годов по энергосистеме Тульской области введено в эксплуатацию следующее оборудование электростанций:

1) с 01.02.2019 на Алексинской ТЭЦ введена в эксплуатацию парогазовая установка (ПГУ-1) мощностью 113,5 МВт и 87 Гкал/ч, состоящая из двух газовых турбин SGT-800, паровой турбин SST-400 и котла Пр-59/12-7,45/0,7-518/214 (ПК-83).

Изменение установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области за период 2017-2021 годы было также за счет проведения

мероприятий по перемаркировке существующего генерирующего оборудования со снижением установленной мощности на 10,3 МВт:

1) с 01.06.2019 на Алексинской ТЭЦ произведена перемаркировка ТГ-3 (Т-50-90/1,2) с 50 МВт до 29 МВт и с 80 Гкал/ч до 74 Гкал/ч;

2) с 01.10.2019 на Алексинской ТЭЦ произведена перемаркировка ПГУ-1 со 113,5 МВт до 115,989 МВт;

3) с 23.10.2020 на Алексинской ТЭЦ произведена перемаркировка ПГУ-1 со 115,989 МВт до 124,158 МВт.

Суммарная мощность выведенного из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2017-2021 годов составила 986 МВт.

Суммарная мощность введенного в эксплуатацию генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2017-2021 годов составила 113,5 МВт.

При определении сценариев развития энергосистемы Тульской области в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности сроки ввода/вывода генерирующих объектов приняты в соответствии с данными, представленными в таблице 2.28.

Таблица 2.28. Объемы ввода и демонтажа генерирующего оборудования на 2022-2027 годы, МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода/вывода	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
По базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности									
<b>ВВОДЫ С ВЫСОКОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ</b>									
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>									
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
По региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности									
<b>ВВОДЫ</b>									
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ</b>									
Алексинская ТЭЦ	Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»								
№ 2 Р-12-90/15					12				
№ 3 Т-50-90					29				



Особенности, проблемы текущего состояния и возрастной состав оборудования по выработке электрической и тепловой энергии субъектов генерации Тульской области приведены в таблице 2.29.

Таблица 2.29. Возрастной состав оборудования по выработке электрической и тепловой энергии

Электростанция и тип оборудования	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Мощность (МВт), паропроизводительность, тонн/час)	Наработка на 01.01.2022, час	Парковый ресурс/индивидуальный ресурс (год достижения индивидуального ресурса), час
1	2	3	4	5	6
<b>1. ООО «Щекинская ГРЭС»</b>					
Турбина К-200-130-1	11	1964	200	303445	220000/307160 (2025 год)
Турбина К-200-130-1	12	1965	200	65940	220000/- (2046)
Котел 67-СП	14	1956	230	308391	300000/344573 (2025 год)
Котел 67-СП	15	1957	230	296261	300000/335844 (2030 год)
Котел ПК-33	16	1964	640	303445	200000/325591 (2030 год)
Котел ПК-33	17	1965	640	299293	200000/321188 (2030 год)
<b>2. Новомосковская ГРЭС ПАО «Квадра»</b>					
Турбина Р-14-90/31	4	1976	14 / 40	228627	270000/-
Турбина Р-32-90/13	7	1969	32 / 165	353542	270000/393526
Турбина газовая PG9171E	8	2013	131,75 / -	62282	120000
Турбина паровая SST PAC 600	9	2013	55,9 / 97,4	62927	270000
Котел БКЗ-220-100	13	1968	220	279507	250000/290000
Котел БКЗ-220-100	14	1969	220	290783	250000/313754
Котел БКЗ-220-100	15	1973	220	144559	300000/-
Котел-утилизатор E-186/39-7,5/0,7-515/29 (П-142)	1	2013	225(186+) <sup>39</sup>	62282	220000/-
<b>3. Алексинская ТЭЦ ПАО «Квадра»</b>					
Турбина Р-12-90/17/7	2	1995	12 / 70	166829	270000/-
Турбина Т-50-90/1,2	3	1948	29 / 74	147018	270000/-
Газовая турбина SGT-800	5	2019	44,422 / -	22421	120000/-
Газовая турбина SGT-800	6	2019	46,402 / -	22936	120000/-
Паровая турбина SST-400	7	2019	33,334 / 87	23027	240000/-
Котел ТП-230-1	3	1948	230	387187	250000/393753

1	2	3	4	5	6
Котел ТП-230-1	4	1949	230	385150	250000/394753
Котел БКЗ-220-100	6	1972	220	226399	200000/-
Пр-59/12-7,45/0,7-518/214 (ПК-83)	1	2019	71 (59+12)	22421	200000/-
Пр-59/12-7,45/0,7-518/214 (ПК-83)	2	2019	71 (59+12)	22936	200000/-
<b>4. Ефремовская ТЭЦ ПАО «Квадра»</b>					
Турбина ПР-25-90/10	5	1965	25 / 84	256285	270000/-
Турбина ПТ-60-90/13	6	1975	60 / 164	288901	270000/327984
Турбина Р-50-130/13	7	1979	50 / 188	163081	220000/-
Котел БКЗ-160-100	8	1964	160	303415	300000/326840
Котел БКЗ-160-100	9	1964	160	340109	300000/361212
Котел БКЗ-160-100	10	1965	160	315441	300000/343356
Котел БКЗ-160-100	11	1976	160	253967	300000/-
Котел БКЗ-160-100	12	1976	160	272687	300000/-
Котел БКЗ-320-100	13	1980	320	97408	300000/-
Котел БКЗ-320-100	14	1983	320	100422	300000/-
<b>5. Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»</b>					
К-225-12,8-4р	8	2014	225	336059	220000/-
К-225-12,8-4р	9	2015	225	32862	220000/-

### 2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Тульской области за 2017-2021 годы

Динамика производства, потребления и структура отпуска тепловой энергии по энергосистеме Тульской области с 2017 года представлена в таблице 2.30.

Таблица 2.30. Динамика производства, потребления тепловой энергии по энергосистеме Тульской области за 2017-2021 годы, тыс. Гкал

Наименование источника тепловой энергии	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
<b>1. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»:</b>					
<b>1.1. Выработка ТЭ всего, в т.ч.:</b>					
Ефремовская ТЭЦ	2039,5	2138,3	2008,6	1954,6	2103,1
Алексинская ТЭЦ	975,7	1013,7	962,2	916	936,0
Новомосковская ГРЭС	464,9	525,7	515,3	532,7	603,5
Котельные производственные	576,2	561,1	511,9	460,1	503,2
	22,7	37,8	19,2	45,8	60,4
<b>1.2. Потребление ТЭ на собственные нужды</b>					
	13,4	13,8	14	13,6	14,3

1	2	3	4	5	6
1.3. Отпуск ТЭ «Промышленное производство»	945,7	1020,8	1016,3	1020,8	1025,7
1.4. Отпуск ТЭ «ЖКХ»	0	0	0	0	4,3
1.5. Отпуск ТЭ «Бюджетные потребители»	3,6	4,7	4,3	9,3	2,3
1.6. Отпуск ТЭ «Прочие виды экономической деятельности»	2,2	2,3	2,2	2,5	97,3
1.7. Потери ТЭ	133,0	123,4	112,0	89,4	2103,1
1.8. Отпуск ТЭ «Перепродавцы энергии»	941,7	973,3	859,6	819,0	959,2
2. ООО «Щекинская ГРЭС» выработка, всего, в т.ч.:	187,8	122,0	7,8	39,2	53,5
Потребление ТЭ на собственные нужды	1,0	0,9	7,8	39,2	53,5
Отпуск «Промышленное производство» (в т.ч. фабрика SCA)	75,4	34,8	0	0	0,00
Отпуск «ЖКХ»	42,8	41,9	0	0	0,00
Отпуск «Прочие потребители, потери»	68,6	4,8	0	0	0,00
3. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» выработка, всего, в т.ч.:	128,5	139,3	122,6	121,8	132,3
Отпуск ОАО «Энергия – 1»	115,4	115,1	106,4	106,2	110,6
Отпуск «Промышленные потребители, в т.ч. собственное потребление»	13,1	24,2	16,2	15,6	21,8
4. ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» выработка всего, в т.ч.:	728,0	728,1	758,6	717,5	768,0
Цеха АО «Тулачермет» (потребление)	294,0	294,1	282,3	270,4	258,5
Отпуск АО «Тулатеплосеть» (население)	278,4	278,4	269,4	258,3	306,0
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	155,6	155,5	207,3	188,8	203,5
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка, всего, в т.ч.:	874,8	881,1	886,8	886,0	926,2

1	2	3	4	5	6
Производственные нужды ПАО «Косогорский металлургический завод» (потребление)	680,0	696,2	691,1	692,8	721,1
Отпуск «Население»	134,8	139,0	138,1	138,7	141,9
Отпуск «Прочие потребители, потери»	60,0	45,9	57,6	54,6	63,3
6. ТЭЦ АО «Щекиноазот» выработка ТЭ, всего, в т.ч.:	1361,5	1608,8	1522,4	1622,2	1811,3
Производственные нужды АО «Щекиноазот» (потребление)	1143,8	1382,6	1304,1	1421,0	1587,9
Отпуск «Население» (ОАО ЩЖКХ)	187,9	198	186,4	167,5	187,6
Отпуск «Прочие потребители, потери»	29,8	28,2	31,9	33,6	35,8
7. Котельные	6787,1	6542,3	6640,4	6740,0	6871,2
Всего объем производства тепловой энергии по Тульскому региону	12107,3	12159,9	11947,2	12081,3	12665,6

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Тульской области представлен в таблице 2.31.

Таблица 2.31. Объем потребления тепловой энергии крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
АО «НАК «Азот»	1783,0	1801,0	1837,0	1887,1	1871,9
АО «Щекиноазот»	1143,8	1382,6	1304,1	1421,0	1587,9
ПАО «Косогорский металлургический завод»	680,0	696,2	691,1	692,8	721,1
ООО «Каргилл»	485,7	485,0	480,0	444,0	454,2
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	31,1	38,0	6,7	22,9	25,0
АО «Тулачермет»	294,0	294,1	282,3	270,4	258,5
АО «Тульский патронный завод»	205,0	219,0	127,9	21,4	24,4
АО АК «Туламашзавод»	47,9	51,9	45,4	41,6	50,0
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	39,5	42,7	43,4	46,2	56,5
АО «Полема»	20,4	22,3	13,5	18,6	19,5

## 2.14. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2017–2021 годы

Экономика Тульской области имеет многоотраслевой характер и представлена предприятиями промышленности, транспорта, строительства и агропромышленным комплексом.

Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2017-2021 годы в соответствии с данными Территориального органа Федеральной службы государственной статистики Тульской области (далее – Туластат) представлены в таблице 2.32.

Таблица 2.32. Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2017-2021 годы

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
1	2	3	4	5	6
1. Валовой региональный продукт (в текущих ценах), млрд руб.	556,8	666,8	676,8	709,2	742,7*
2. Индекс физического объема ВРП, в % к пред. году	103,9	103,3	100,1	102,08	100,1*
3. Потребление топливно-энергетических ресурсов, тыс. тунт	10541,9	10824,9	10264,4	13072,0	сен. 2022**
4. Энергоемкость валового регионального продукта, тунт/млн. руб.	18,933	16,234	15,166	18,432	сен. 2022**
5. Общее потребление электроэнергии по субъекту РФ, млн кВт·ч	9851	10023	10290	10269	10799
6. Потребление электроэнергии без учета расходов на бытовые нужды	8424	8603	8865	8819	9247
7. Электроемкость ВРП, кВт·ч./тыс. руб.	17,69	15,03	15,20	14,48	14,54*
8. Среднегодовая численность населения, млн. чел	1,496	1,485	1,472	1,458	1,441
9. Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч./чел.	6587	6748	6990	7045	7495
10. Валовой региональный продукт на душу населения, тыс. руб.	372,3	448,9	459,8	486,6	515,5*
11. Численность занятых в экономике, тыс. чел.	0,7199	0,7151	0,7054	0,7051	авг. 2022**

1	2	3	4	5	6
12. Электровооруженность труда в экономике, тыс.кВт.ч./чел.	11701	12030	12567	12507	июн. 2022**

\* Предварительные данные.

\*\* Срок представления информации.

### **2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных генерирующих компаний на территории Тульской области в 2020 году**

Основным видом топлива на электростанциях Тульской области (кроме Черепетской ГРЭС) является природный газ, поставки которого осуществляются через газотранспортную сеть ООО «Газпром трансгаз Москва».

Резервным топливом для электростанций филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация» является уголь марки «Д» и (или) мазут.

Резервным топливом для Щёкинской ГРЭС служит мазут. Хранение и транспортировку мазута для ООО «Щекинская ГРЭС» осуществляет ООО «ГазНефтеТранс».

Ввиду наличия двух магистральных газопроводов Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот» в содержании и эксплуатации резервно-топливного хозяйства не нуждается. Договор на поставку газа по 3-ей нитке газопровода-отвода на промплощадку АО «Щекиноазот» заключается с ООО «Газпром межрегионгаз Тула» и ПАО «Новатэк».

Резервным топливом для ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» является кузнецкий уголь марки «Д», который поставляется филиалом ОАО «УК» «Кузбассразрезуголь» «Моховский угольный разрез».

Основным и резервным видами топлива филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» является уголь Кузнецкого бассейна марки «ДГ» («ДГ», «Г» или «Д» – резервное). Для растопки и подсветки факела используется мазут марки М-100 и природный газ.

Поставки угля марки «ДГ» осуществляет АО «Угольная Компания «Кузбассразрезуголь». Поставки угля марки «Д» осуществляют ООО «РусЭкспортУголь» и АО «Русский уголь». Поставщиками нефтепродукта выступают ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «Газпром Нефть».

В сентябре 2021 года на Черепетскую ГРЭС началась подача природного газа для нужд пуско-отопительной котельной. Кроме того, газ используется для растопки энергетических котлов и подсветки пылеугольного факела

энергоблоков № 8 и №9. Газ подаётся по двум газопроводам пропускной способностью 17000 м<sup>3</sup>/ч и 13000 м<sup>3</sup>/ч.

Информация об обеспеченности резервными видами топлива предприятий генерации электрической и тепловой энергии Тульской области представлена в таблице 2.33.

Таблица 2.33. Обеспеченность резервными видами топлива предприятий генерации электрической и тепловой энергии Тульской области

Наименование предприятия генерации электрической и тепловой энергии	Вид основного топлива	Вид резервного топлива	Обеспеченность резервным топливом на 01.01.2022 (план/факт), т
Производственное подразделение «Новомосковская ГРЭС» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	55053/55053
Производственное подразделение «Алексинская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	19945/19945
Производственное подразделение «Ефремовская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	мазут	10361/10361
Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	уголь	уголь	69460/72813
ООО «Щекинская ГРЭС»	природный газ	мазут	11905/13107

Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2021 год указаны в таблице 2.34.

Таблица 2.34. Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2021 год, тыс. тут

Наименование	Расход топлива всего	в том числе:			
		газ	нефтетопливо	уголь	прочее (доменный, сбросной газ)
1	2	3	4	5	6
1. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	535,51	4,20	13,41	517,90	-
2. ООО «Щекинская ГРЭС»	98,85	98,83	0,02	-	-
3. ПАО «Квадра» –					

1	2	3	4	5	6
«Центральная генерация», в том числе:					
Алексинская ТЭЦ	346,24	346,22	0,01	0,01	-
Ефремовская ТЭЦ	228,78	228,38	0,40	-	-
Новомосковская ГРЭС	338,23	338,22	-	0,01	-
Котельные	10,23	10,23	-	-	-
4. АО «Щекиноазот»	494,12	468,10	-	-	26,02
5. ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»	343,05	236,97	-	-	106,08*
6. ТЭЦ-ПВС ПАО «КМЗ»	157,74	66,96	-	-	90,78
Итого	2552,75	1798,1	13,84	517,92	222,88

\* Без учёта отходящих доменных газов.

## 2.16. Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2016-2020 годы

Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2016–2020 годы был подготовлен в соответствии с Порядком составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований, утвержденным приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 14 декабря 2011 г. № 600, с использованием официальной статистической информации, представленной Туластатом. Баланс сформирован в единых энергетических единицах – тысячах тонн условного топлива.

Конечное потребление топливно-энергетических ресурсов Тульской области за 2016-2020 годы приведено в таблице 2.35.

Таблица 2.35. Топливо-энергетический баланс Тульской области за период 2016-2020 годов, тыс. тут

Наименование показателя	№ строки баланса	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7
Производство энергетических ресурсов	1	0	0	0	4155,90	4097,4
Ввоз	2	11465,8	11033,8	11371,4	12103,0	11470,9
Вывоз	3	-500,5	-503,5	-558,1	160,7	181,8
Изменение запасов	4	11,6	11,6	11,6	0,0	0,0
Потребление первичной энергии	5	10976,9	10541,9	10824,9	10264,4	13072,0
Статистическое расхождение	6	-0,8	-3,0	-2,0	0,1	0,1



1	2	3	4	5	6	7
Производство электрической энергии	7	-556,0	-896,9	-907,2	2283,5	2636,8
Производство тепловой энергии	8	-1248,7	-270,5	-266,5	3909,7	4226,6
Теплоэлектростанции	8.1	748,1	906,5	906,5	2958,2	2956,7
Котельные	8.2	-707,4	2,3	2,3	1051,9	1269,9
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	0,0	0,0	0,0	0	0
Преобразование топлива	9	0	0	0	0	0
Переработка нефти	9.1	0	0	0	0	0
Переработка газа	9.2	0	0	0	0	0
Обогащение угля	9.3	0	0	0	0	0
Собственные нужды	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0
Потери при передаче	11	-516,0	-482,3	-482,2	450,3	480,7
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	12477,3	12429,2	12757,1	15224,2	13449,4
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	192,1	190,7	200,3	352,4	355,4
Промышленность	14	4875,5	4719,7	4833,4	4616,3	5090,1
Производство и распределение эл. энергии, газа и воды	14.1	352,3	265,3	169,0	110,3	111,7
Добыча полезных ископаемых	14.2	62,1	64,2	86,6	80,3	78,7
Производство пищевых продуктов, включая напитки и табака	14.3	514,6	514,6	519,0	375,3	376,9
Текстильное и швейное производство	14.4	24,9	24,4	22,4	23,6	23,6
Производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	14.5	2,5	2,8	3,0	3,2	3,3
Обработка древесины и производство изделий из дерева	14.6	1,9	2,2	2,3	2,5	2,3
Целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность	14.7	90,4	88,9	100,6	100,2	102,4
Химическое производство	14.8	1647,0	1633,2	1713,6	1764,3	1768,5
Производство резиновых и пластмассовых изделий	14.9	35,7	37,5	39,3	46,9	40,7

1	2	3	4	5	6	7
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	14.10	464,1	390,4	378,6	400,6	398,2
Металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	14.11	1068,7	1068,7	1061,4	1209,7	1264,1
Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	14.12	64,1	63,6	63,6	37,5	58,3
Производство транспортных средств и оборудования	14.13	22,1	22,1	22,1	18,0	18,1
Производство машин и оборудования	14.14	64,1	54,0	54,0	51,3	50,5
Прочая промышленность	14.15	5,3	51,1	140,6	290,1	317,5
Прочие виды	14.16	456,0	436,8	457,6	460,0	461,6
Строительство	15	48,7	48,6	51,4	53,1	52,2
Транспорт и связь	16	266,3	266,3	258,4	265,1	266,7
Железнодорожный	16.1	1,256	1,256	1,256	55,600	45,6
Трубопроводный	16.2	0,000	0,000	0,000	46,900	43,7
Автомобильный	16.3	3,845	3,845	5,067	6,220	5,9
Прочий	16.4	35,150	35,150	35,150	39,700	39,4
Сфера услуг	17	319,4	463,2	495,2	508,0	557,9
Население	18	2610,1	2575,4	2555,5	2504,2	2609,2
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	4165,3	4165,3	4362,9	4381,0	4385,9

### 3. Основные направления развития электроэнергетики Тульской области на 2021–2027 годы

#### 3.1. Исходные данные и принятые допущения

Схема и программа выполнена для двух вариантов развития электроэнергетики энергосистемы Тульской области и соответствующих им сценариев развития:

«Базовый» – прогноз потребления электроэнергии и мощности, соответствующий прогнозу электропотребления в рамках проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы.

«Региональный» – прогноз потребления электроэнергии и мощности, соответствующий прогнозу электропотребления в рамках проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы и дополненный предложениями субъектов электроэнергетики Тульской области.

При обосновании основных направлений развития электроэнергетики Тульской области в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности учитывались:

статистические данные о фактическом потреблении электрической энергии;

данные о прогнозе максимальных и минимальных объемов потребления мощности;

данные о заявках на технологическое присоединение;

данные, представленные крупными энергоемкими потребителями электрической энергии, присоединенная мощность которых превышает 1 МВт;

информация, подтвержденная органами исполнительной власти Тульской области, об инвестиционных проектах, реализация которых планируется на территории Тульской области;

данные о максимальных объемах потребления мощности по узловым подстанциям, представленных сетевыми организациями.

При определении сценария развития региональной электроэнергетики по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности сроки ввода/вывода генерирующих объектов приняты в соответствии с проектом схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы, а сроки ввода электросетевых объектов – на основании расчетов электрических режимов.

При определении сценария развития региональной электроэнергетики по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности сроки ввода/вывода генерирующих объектов соответствуют базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности. При определении возможности вывода из эксплуатации генерирующего оборудования электростанций, представленного генерирующими компаниями, необходимо руководствоваться требованиям постановления Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. № 86 «Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по

вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации». Сроки ввода электросетевых объектов принимались на основании расчетов электроэнергетических режимов.

При составлении расчетных схем учитывалось перспективное развитие (вводы и реконструкция электросетевых объектов) электрической сети, а также изменения в системообразующей сети ЕЭС России (в частности, энергосистемы Тульской области ОЭС Центра).

При разработке базового сценария развития энергосистемы Тульской области использовалась информация о вводах и реконструкции электросетевых объектов, содержащаяся в проекте «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы», а также в утвержденных (согласованных) технических условиях на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей Тульской области.

Перечень электросетевых объектов 110 кВ и выше, учтенных в базовом сценарии развития энергосистемы Тульской области на 2022–2027 годы представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Вводы электросетевых объектов 110 кВ и выше, учтённые в расчетных моделях по базовому прогнозу потребления электрической энергии и мощности

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность /мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Обоснование необходимости (возможные риски)	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики Тульской области (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
1. ПС 220 кВ Тепличная	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА (1х80 МВА)	220 кВ / 1х80 МВА	2022	—	Проект СиПР ЕЭС России на 2022–2028 гг. Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «Тепличный Комплекс «Тульский»
2. ПС 220 кВ Арсенал	Строительство ПС 220 кВ Арсенал с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	220 кВ / 2х40 МВА	2025	—	Проект СиПР ЕЭС России на 2022–2028 гг. ТУ от 07.05.2019 на ТП электроустановок ОАО «РЖД»
3. ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая	Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2х3,5 км)	220 кВ / 2х3,5 км	2025	—	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОАО «РЖД», электрификация участка Ожерелье – Узловая – Елец)
4. ПС 220 кВ Металлургическая	(Реконструкция ОРУ-220 кВ с заменой оборудования)	—	2023*	Увеличение надежности	ИП
5. ПС 110 кВ Карбамид	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид с расширением ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская на две линейные ячейки	110 кВ / 2х60 МВА 110 кВ / 3 км	2022	—	Технические условия от 15.08.2017 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «Щекиноазот»

\* Ввод под напряжение предполагается выполнить в 2022 году, закрытие инвестиционного проекта предполагается в 2023 году.

Итоги участия генерирующих объектов электростанций Тульской области в конкурентном отборе мощности на период 2022-2026 годов, данные о генерирующих объектах, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, а также об объектах, в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности, приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Текущий статус генерирующих объектов Тульской области на период 2022-2026 годов

Участник оптового рынка	Наименование электростанции	Наименование генерирующего объекта	Тип турбины	Основной результат отбора заявки участника КОМ на 2022 год	КОМ 2023 года	КОМ 2024 года	КОМ 2025 года	КОМ 2026 года
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	БЛ-8	К-225-12,8-4Р	ДПМ	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	БЛ-9	К-225-12,8-4Р	ДПМ	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-11	К-200-130	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-12	К-200-130	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Новомосковская ГРЭС	ТГ-4	Р-14-90/31	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Новомосковская ГРЭС	ТГ-7	P-32-90/13	Отобрана	Не отобрана	Не отобрана	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Новомосковская ГРЭС	ГТ-8	PG9171E	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Новомосковская ГРЭС	ПТ-9	SST PAC 600	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-2	ПР-12-90/15	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-3	T-50-90/1,5	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-5	SGT-800	ДПМ	ДПМ	Отобрана	Отобрана	Отобрана
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-6	SGT-800	ДПМ	ДПМ	Отобрана	Отобрана	Отобрана

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-7	SST-400	ДПМ	ДПМ	Отобрана	Отобрана	Отобрана
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-4	ПР-25-90/10	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки	Вывод с 01.04.2020
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-5	ПР-25-90/10	МВР	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-6	ПТ-60-90/13	МВР	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-7	П-50-130/13	МВР	Отобрана	Отобрана	Отобрана	Отобрана



В таблице 3.3 представлен перечень перспективных потребителей и график возможного набора электрической нагрузки по годам прогнозного периода, учтенного в базовом прогнозе потребления электрической мощности и энергии энергосистемы Тульской области.

В таблице 3.4 представлен перечень перспективных потребителей и график возможного набора электрической нагрузки по годам прогнозного периода, учтенного в региональном прогнозе потребления электрической мощности и энергии энергосистемы Тульской области.

Таблица 3.3. Перечень перспективных потребителей в рамках базового прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области

Наименование индустриального парка (местоположение, площадь, основной резидент)	Максимальная мощность	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт						Коэффициент реализации	Итоговая нагрузка с коэффициентом реализации
		2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Крупные потребители	270,70	150,00	235,80	245,70	266,40	269,90	269,90	—	179,79
ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	0,9	97
АО «Щекиноазот»	40,00	0,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	0,7	28
Ефремовский филиал АО «Щекиноазот» (ПС 110 кВ Кислотная)	15,00	0,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	0,7	10,5
АО «Тулачермет»	30,00	0,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	0,8	24
ОАО «РЖД» (ПС 220 кВ Арсенал)	20,695	0,00	0,00	0,00	20,695	20,695	20,695	0,7	14,49
ООО «ТОЗ-Энерго»	7,00	0,00	0,00	3,50	3,50	7,00	7,00	0,7	4,9
ЗАО «Индустрия Сервис»	8,00	0,00	0,80	7,20	7,20	7,20	7,20	0,7	5,04
2. Индустриальный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая» (Тульская обл., Узловский р-н, МО Каменецкое)	76,27	22,90	28,40	33,90	36,90	76,27	76,27	—	55,88
ООО «Хавейл Мотор Мануфэкчуринг Рус»	49,37	10,00	10,00	10,00	10,00	49,37	49,37	0,7	34,5555
ООО «АгроГриб»	10,00	5,00	7,50	10,00	10,00	10,00	10,00	0,9	9
ООО «СтальПолимер»	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	0,8	3,92
ООО «Энгельсспецтрубмаш»	12,00	3,00	6,00	9,00	12,00	12,00	12,00	0,7	8,4
3. Территория опережающего социально-экономического развития «Алексин» (ТОСЭР «Алексин», Алексинский район, д. Верхний Суходол)	5,25	3,20	3,20	5,25	5,25	5,25	5,25	—	3,25
ООО «ФракДжет-Тулз»	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	0,7	1,4
ООО «Инновационное предприятие «НОВА»	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	1,20	—	0
ООО «Тулума Салмон»	2,05	0,00	0,00	2,05	2,05	2,05	2,05	0,9	1,845
4. Территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов» (ТОСЭР «Ефремов», Ефремовский район Тульской области)	2,60	2,50	2,60	2,60	2,60	2,60	2,60	—	1,38
ООО «БВК Техно Групп»	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,5	0,1
ООО «Мясная компания АСТРА»	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	0,5	1
ООО «Листер»	0,40	0,30	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,7	0,28
5. Потребители Заокского энергорайона Тульской области	2,84	0,00	0,00	2,84	2,84	2,84	2,84	—	1,13
ООО «ПК Полимерпрофиль»	2,84	0,00	0,00	2,84	2,84	2,84	2,84	0,4	1,134
6. ПЕРЕЧЕНЬ объектов нового жилищного строительства на территории Тульской области	30,26	1,20	23,80	25,00	26,20	28,10	30,26	—	10,24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Территория комплексного развития «Новая Тула», д. Нижняя Китаевка (ООО «Три Эс Новая Тула»)	4,2	0,60	2,40	1,10	1,70	2,30	4,2	0,4	1,68
Жилая застройка по Восточному обводу в Ленинском районе Тульской области (ИП Ревенко К.А.)	9,50		9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	0,4	3,8
ООО СЗ «Ин-Групп Большой»	5,00	0,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	0,4	2
<b>ИТОГО</b>	<b>387,11</b>	<b>179,8</b>	<b>293,8</b>	<b>315,29</b>	<b>340,18</b>	<b>384,95</b>	<b>387,11</b>		<b>252,22</b>

Таблица 3.4. Перечень перспективных потребителей в рамках регионального прогноза потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области

Наименование индустриального парка (местоположение, площадь, основной резидент)	Максимальная мощность	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт						Коэффициент реализации	Итоговая нагрузка с коэффициентом реализации
		2022	2023	2024	2025	2026	2027		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>1. Крупные потребители</b>	<b>1221,74</b>	<b>150,00</b>	<b>239,80</b>	<b>316,00</b>	<b>677,48</b>	<b>1078,14</b>	<b>1143,14</b>		<b>866,15</b>
ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	0,9	97
АО «Щекиноазот»	40,00	0,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	0,7	28
Ефремовский филиал АО «Щекиноазот» (ПС 110 кВ Кислотная)	15,00	0,00	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00	0,7	10,5
АО «Щекиноазот» (ПС 220 кВ Щекиноазот Ефремов)	190,00 (140 МВт в 2027 году, 190 МВт в 2028 году)	0,00	0,00	0,00	0,00	90,00	140,00	0,8	112
АО «Тулачермет»	30,00	0,00	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00	0,8	24
ОАО «РЖД» (ПС 220 кВ Арсенал)	20,695	0,00	0,00	0,00	20,695	20,695	20,695	0,7	14,49
ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Данилово)	22,635	0,00	0,00	0,00	22,635	22,635	22,635	0,5	11,32
ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Непрядва)	23,300	0,00	0,00	0,00	23,300	23,300	23,300	0,5	11,65
ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Любашёвка)	24,845	0,00	0,00	0,00	24,845	24,845	24,845	0,5	12,42
ООО «Метизы Тула-Сталь» (ООО «УК «ПМХ») метизное производство	55	0,00	3,00	17,00	40,0	40,0	55,0	0,8	44
ООО «Тульская Сталь» (ООО УК «ПМХ») ЛПК-2	557,16	0,00	1,00	3,00	250,00	557,16	557,16	0,8	445,728
ООО «ГРЭС-ПАРК «Советск»	49,50	0,00	0,00	49,50	49,50	49,50	49,50	0,9	44,55
ООО «ТОЗ-Энерго»	7,00	0,00	0,00	3,50	3,50	7,00	7,00	0,7	4,9
ЗАО «Индустрия Сервис»	8,00	0,00	0,80	8,00	8,00	8,00	8,00	0,7	5,6
<b>2. Индустриальный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая» (Тульская обл., Узловский р-н, МО Каменецкое)</b>	<b>142,87</b>	<b>43,20</b>	<b>65,70</b>	<b>82,00</b>	<b>95,20</b>	<b>142,07</b>	<b>142,87</b>		<b>98,95</b>
ООО «Хавейл Мотор Мануфэкчуринг Рус»	49,37	10,00	10,00	10,00	10,00	49,37	49,37	0,7	34,559
ООО «ХММР» АДК	2,00	1,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	0,7	1,4
ООО «Кволити»	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,7	0,42
ООО «АгроГриб»	10,00	5,00	7,50	10,00	10,00	10,00	10,00	0,9	9
ООО «АРД-ПОЛИМЕР»	2,50	1,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	0,7	1,75
ООО «АрнестМеталлПак»	4,90	2,50	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	0,7	3,43
ООО «Гальватех»	1,20	0,50	1,00	1,20	1,20	1,20	1,20	0,7	0,84



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5. Потребители Заокского энергорайона Тульской области	29,18	24,94	25,84	28,68	29,18	29,18	29,18		10,50
ООО «ЛК Полимерпрофиль»	2,84	0,00	0,00	2,84	2,84	2,84	2,84	0,4	1,134
ООО «ЛетоГрупп»	3,00	1,60	2,50	2,50	3,00	3,00	3,00	0,4	1,2
Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт ПС Заокского энергорайона (Алексинский и Ясногорский РЭС филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Тулэнерго»)	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	23,34	0,35	8,17
6. Перечень объектов нового жилищного строительства на территории Тульской области	72,11	3,30	22,61	47,62	51,69	56,48	63,53		25,41
Территория комплексного развития «Новая Тула», д. Нижняя Китаевка (ООО «Три Эс Новая Тула»)	8,86	1,20	2,40	3,60	4,80	6,70	8,86	0,4	3,544
Жилая застройка по Восточному обводу в Ленинском районе Тульской области	1,90	0,70	0,70	1,90	1,90	1,90	1,90	0,4	0,684
Жилая застройка по Восточному обводу в Ленинском районе Тульской области (ИП Ревенко К.А.)	9,50		9,50	9,50	9,50	9,50	9,50	0,4	3,8
1-ый Юго-Восточный микрорайон	7,80	1,40	3,00	4,40	5,50	6,70	7,80	0,4	2,808
Застройщик АО «Внешстрой» микрорайон «Красные ворота»	13,67	0,00	2,81	6,42	8,19	9,88	13,67	0,4	4,9212
Жилая застройка на земельных участках в Ленинском районе Тульской области	5,80	0,00	4,20	5,80	5,80	5,80	5,80	0,4	2,088
Жилая застройка на земельных участках в Ефремовском районе Тульской области	14,00	0,00	0,00	14,00	14,00	14,00	14,00	0,4	5,04
Жилая застройка на земельных участках в Ефремовском районе Тульской области	2,00	0,00	0,00	2,00	2,00	2,00	2,00	0,4	0,72
ИТОГО	1569,84	261,64	425,15	566,45	957,49	1409,81	1482,66		1068,06

### 3.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Тульской области на 2022-2027 годы

Базовый вариант прогноза спроса на электроэнергию и мощность соответствует прогнозу электропотребления в рамках проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы.

По базовому варианту прогнозного спроса потребление электроэнергии по энергосистеме Тульской области к 2027 году оценивается на уровне 12,134 млрд кВт·ч при среднегодовых темпах прироста за прогнозный период 1,7%. Прирост электропотребления в 2027 году относительно 2021 года может составить 12,4%.

Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2021-2027 годы представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2022-2027 годы

Показатель	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2022-2027 годы, %
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Электропотребление, млрд кВт·ч	11 162	11 382	11 481	11 918	12 035	12 134	-
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	-	2,0	0,9	3,8	1,0	0,8	1,7

Рост электропотребления обусловлен как реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, так и увеличением заявок новых потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

Базовый прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2022-2027 годы с распределением по энергорайонам представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6. Базовый прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2022-2027 годы

Энергорайон	Год/Мощность, МВт					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
Тульский	625	649	656	678	685	690
Заокский	105	106	107	109	109	110
Суворовский	89	90	90	92	92	93
Люторици и Бегичево	185	188	189	192	192	194
Щекинский	357	362	366	375	377	381
Новомосковский	323	349	355	376	380	391
Ефремовский	69	74	75	76	81	82
Общее потребление (собственный максимум)	1 753	1 818	1 838	1 898	1 916	1 941
Среднегодовой темп прироста, %	-	3,7	1,1	3,3	0,9	1,3

Анализ исходных данных по заявкам на технологическое присоединение наиболее крупных потребителей показал, что наибольший объем заявленной мощности приходится на Щекинский энергорайон. Суммарный прирост нагрузки в энергосистеме Тульской области к 2027 году относительно 2021 года составит около 255,7 МВт из них:

1) выход на проектную мощность ООО «Тепличный комплекс «Тульский» - 150 МВт (в 2020 году выполнен этап I технических условий на технологическое присоединение с максимальной мощностью энергопринимающих устройств заявителя 75 МВт, нагрузка в зимний максимум 2021 года составляла 38 МВт);

2) АО «Тулачермет» - 30 МВт (увеличение максимальной мощности до 80 МВт);

3) АО «Щекиноазот» - 40 МВт (ПС 110 кВ Карбамид) и 15 МВт (ПС 110 кВ Кислотная, увеличение максимальной мощности до 25 МВт);

4) ОАО «РЖД» (ПС 220 кВ Арсенал) - 20,695 МВт.

По региональному варианту прогноза потребление электрической энергии оценивается в 2027 году на уровне 17,345 млрд кВт·ч. при среднегодовых темпах прироста за прогнозный период 8,7% (таблица 3.6). Прирост электропотребления к 2027 году относительно 2021 года составит 6,55 млрд кВт·ч (60,6%).

Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2022-2027 годы представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7. Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2022-2027 годы

Показатель	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2022-2027 годы, %
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	2	3	4	5	6	7	8
Электропотребление, млрд кВт·ч	11,429	12,071	12,697	14,839	16,833	17,345	-
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	-	5,62	5,19	16,87	13,44	3,04	8,7

Региональный прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2022-2027 годы с распределением по энергорайонам представлен в таблице 3.8.

Таблица 3.8. Региональный прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2022-2027 годы

Энергорайон	Год/Мощность, МВт					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Тульский	629	657	685	926	1179	1194
Заокский	108	112	123	123	122	122
Суворовский	89	89	91	91	91	91
Люторичи и Бегичево	186	187	191	191	189	189
Щекинский	355	358	377	391	395	407
Новомосковский	338	378	404	441	450	461
Ефремовский	91	113	129	163	243	285
Общее потребление (собственный максимум)	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Среднегодовой темп прироста, %	-	5,5	5,6	16,3	14,7	3,0

Анализ исходных данных по заявкам на технологическое присоединение наиболее крупных потребителей показал, что наибольший объем заявленной мощности приходится на Тульский, Щекинский и Ефремовский энергорайоны. Суммарный прирост нагрузки по региональному прогнозу в энергосистеме Тульской области к 2027 году относительно 2021 года составит около 1070 МВт.

### 3.2.1. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Тульской области с выделением крупных потребителей

На суммарный объем потребляемой мощности в энергосистеме Тульской области оказывают влияние крупные предприятия региона, перечень которых приведен в таблице 3.9.

Таблица 3.9. Мощность нагрузки крупных потребителей в энергосистеме Тульской области

Наименование потребителя	Максимум потребления, МВт					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
АО «НАК «Азот»	138,0	138,0	137,0	137,0	137,0	137,0
АО «Щекиноазот»	77,8	80,2	80,0	116,6	116,6	116,6
ООО «ТУЛАЧЕТМЕТ-СТАЛЬ»	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0	47,0
АО «Тулачермет»	51,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
ООО Тепличный комплекс «Тульский»	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
АО «Тулатеплосеть»	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
ООО «Каргилл»	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
АО «АК «Туламашзавод»	18,0	18,0	19,0	19,0	19,0	19,0
ООО «Проктер энд Гэмбл – Новомосковск»	16,1	16,2	16,1	16,1	16,1	16,1
ПАО «Косогорский металлургический завод»	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
АО «Тулагорводоканал»	13,5	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
АО «Гланит» (АО «Алексинский стекольный завод»)	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
ООО «Алексинская бумажно-картонная фабрика»	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
АО «Полема»	10,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
АО «Пластик»	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
ПАО «Императорский Тульский оружейный завод»	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	110,5	10,5	10,5	11,0	11,0	11,0
АО «НПО СПЛАВ» им. А.Н. Ганичева»	10,1	11,1	13,1	14,1	14,1	14,1
Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры»	7,5	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0



1	2	3	4	5	6	7
АО «Машиностроительный завод «Штамп им. Б.Л. Ванникова»	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	7,0	9,0	9,2	9,2	9,2	9,2
АО «Тульский патронный завод»	6,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
АО «ЕВРАЗ Ванадий Тула»	5,0	5,5	5,5	6,5	7,0	7,0
ООО «Новомосковский городской водоканал»	4,8	4,8	4,8	4,7	4,7	4,7
АО «Тулаточмаш»	3,8	3,7	3,9	3,9	4,2	4,2

Перспективный объём потребления электроэнергии крупными потребителями в энергосистеме Тульской области приведен в таблице 3.10.

Таблица 3.10. Объём потребления электроэнергии крупными потребителями в энергосистеме Тульской области

Наименование потребителя	Электропотребление, млн. кВт·ч					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
АО «НАК «Азот»	1229,5	1225,4	1226,9	1226,7	1231,3	1227,9
АО «Щекиноазот»	681,5	702,9	702,9	1021,5	1021,5	1021,5
АО «Тулачермет»	450,0	626,0	626,0	626,0	626,0	626,0
ООО «ТУЛАЧЕРМЕТ-СТАЛЬ»	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0
ООО «Каргилл»	225,0	225,0	245,0	245,0	245,0	245,0
ООО «ХайдельбергЦемент Рус»	212,1	212,1	212,1	212,1	212,1	212,1
ООО Тепличный комплекс «Тульский»	400,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
ОАО «РЖД» (по Тульскому региону)	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1	110,1
ООО «Проктер энд Гэмбл – Новомосковск»	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6	108,6
АО «Тулагорводоканал»	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0	107,0
АО «Тулатеплосеть»	96,8	100,9	103,7	103,9	104,2	104,4
Филиал ООО «Эссити» в г. Советске	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3	93,3
АО «Гланит» (АО «Алексинский стекольный завод»)	80,0	75,0	81,0	80,0	80,0	80,0
АО «Пластик»	64,7	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
ООО «Алексинская бумажно-картонная фабрика»	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1	65,1
АО АК «Туламашзавод»	58,5	60,9	62,6	62,7	62,9	63,1

1	2	3	4	5	6	7
Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры»	56,4	58,8	60,4	60,5	60,7	60,8
АО «Полема»	56,0	77,0	77,0	77,0	77,0	77,0
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	45,5	47,2	47,6	47,6	47,6	47,6
АО «ЕВРАЗ Ванадий Тула»	40,5	40,5	40,5	41,0	41,0	41,0
АО «НПО СПЛАВ» им. А.Н. Ганичева»	40,3	42,8	45,8	45,8	45,8	45,8
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	36,8	38,1	40,1	40,1	40,1	40,1
ООО «Юнилевер Русь»	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8	32,8
ЗАО «Индустрия Сервис»	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1	32,1
ООО «Новомосковский городской водоканал»	28,2	28,1	28,1	28,0	28,0	27,9
ПАО «Императорский Тульский оружейный завод»	29,8	31,3	32,8	34,5	36,2	38,0
ООО «Воловский бройлер»	25,5	26,6	27,4	27,4	27,5	27,6
АО «Тульский патронный завод»	28,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5	32,5
АО «Машиностроительный завод «Штамп им. Б.Л. Ванникова»	19,7	20,6	21,6	22,5	23,5	24,4
АО «Тулаточмаш»	17,0	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5

При формировании прогноза потребления учитывались такие основные факторы, как рост спроса на электрическую энергию населением области, реализация инвестиционных проектов во всех отраслях экономики, а также строительство жилых и общественных зданий.

### **3.3. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области на 2022-2027 годы**

Перспективный баланс мощности энергосистемы Тульской области на период до 2027 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.11.

Таблица 3.11. Перспективный баланс мощности энергосистемы Тульской области в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности на 2022-2027 годы

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
<b>Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности</b>						
Установленная мощность электростанций, МВт	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3	1614,3
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400	400
Алексинская ТЭЦ	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2
Ефремовская ТЭЦ	135	135	135	135	135	135
Новомосковская ГРЭС	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24	24
Первомайская ТЭЦ филиала АО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105	105
Потребление мощности, МВт	1753	1818	1838	1898	1916	1941
Выработка электроэнергии, всего, млн кВт·ч	5615	5880	5888	5972	5882	5905
Электропотребление, млн кВт·ч	11162	11382	11481	11918	12035	12134
Сальдо перетоков электрической энергии, млн кВт·ч	5547	5502	5593	5946	6153	6229
<b>Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности</b>						
Установленная мощность электростанций, МВт	1614,3	1573,3	1573,3	1573,3	1573,3	1573,3
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400	400
Алексинская ТЭЦ	165,2	124,2	124,2	124,2	124,2	124,2
Ефремовская ТЭЦ	135	135	135	135	135	135
Новомосковская ГРЭС	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24	24
Первомайская ТЭЦ филиала АО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105	105
Потребление мощности, МВт	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Выработка электроэнергии, всего, млн кВт·ч	5263	5469	5403	5373	5343	5343
Электропотребление, млн кВт·ч	11429	12071	12697	14839	16833	17345
Сальдо перетоков электрической энергии, млн кВт·ч	6166	6603	7294	9466	11490	12002

Сведения о производстве электрической энергии по данным генерирующих компаний Тульской области на период до 2027 года, учтенные в рамках регионального прогнозного баланса мощности энергосистемы Тульской области на период до 2027 года, представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12. Производство электрической энергии на 2022-2027 годы по данным генерирующих компаний Тульской области, млн кВт·ч

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
1. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего:	2331,9	2187,9	2152,9	2152,9	2152,9	2152,9
1.1. Ефремовская ТЭЦ	230,2	251,9	280,3	280,3	280,3	280,3
1.2. Алексинская ТЭЦ	887,6	840,2	812,6	812,6	812,6	812,6
1.3. Новомосковская ГРЭС	1214,1	1095,8	1060,0	1060,0	1060,0	1060,0
2. ООО «Щекинская ГРЭС»	98,7	350,4	350,4	350,4	350,4	350,4
3. Филиал АО «Интер РАО Электрогенерация» «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина»:	1577,7	1546,1	1515,2	1484,9	1455,2	1455,2
4. ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»	580,0	710,0	710,0	710,0	710,0	710,0
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	130	130	130	130	130	130
6. Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот»	545	545	545	545	545	545
Итого производство электрической энергии	5263,3	5469,4	5403,5	5373,2	5343,5	5343,5

#### 3.4. Расчеты электрических режимов сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2022-2027 годы

С целью выявления возможности возникновения токовых перегрузок элементов сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в энергосистеме Тульской области выполнены серии расчетов установившихся режимов, возникающих после аварийных отключений элементов сети, как при нормальной конфигурации сети, так и в ремонтных схемах. Для перспективных этапов 2022–2027 годов проведён анализ параметров послеаварийных режимов, и сделана оценка их допустимости.

Расчеты электрических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области для нормальной и ремонтных схем, а также послеаварийных режимов в указанных схемах проводились с учетом нормативных возмущений в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем, утвержденных Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности

объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», для режима зимних максимальных и зимних минимальных нагрузок рабочего дня, режима летних максимальных нагрузок рабочего дня и летних минимальных нагрузок выходного дня на пятилетний период для каждого года и сценариев развития региональной электроэнергетики, соответствующих базовому и региональному прогнозам потребления электроэнергии и мощности.

При выполнении расчетов электроэнергетических режимов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» необходимо учитывать следующие расчетные температурные условия:

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 5°C;

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» и составляет минус 24°C;

летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» и составляет плюс 19°C;

летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) при температуре наружного воздуха средневзвешенной по потреблению электрической мощности с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5°C согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» и составляет плюс 30°C.

На основании расчетов электроэнергетических режимов на период 2022-2027 годов для базового и регионального прогнозов сделаны выводы о мероприятиях, необходимых к реализации для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений.

С учетом расчетных температурных условий прогнозные величины потребления мощности по энергосистеме Тульской области для характерных периодов 2022-2027 годов для базового варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлены в таблице 3.13.

С учетом расчетных температурных условий прогнозные величины потребления мощности по энергосистеме Тульской области для характерных

периодов 2022-2027 годов для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.13. Прогнозные величины потребления мощности для базового варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Тульской области для характерных периодов 2022-2027 годов

Потребление энергосистемы Тульской области, МВт	T, °C	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Проект СиПР ЕЭС России на 2022-2028 годы, МВт	-16,5	1753	1818	1838	1898	1916	1941
Зима							
P max, МВт	-24	1802	1868	1889	1951	1969	1995
P min, МВт		1449	1502	1519	1568	1583	1604
P max, МВт	+5	1626	1686	1705	1761	1777	1801
P min, МВт		1307	1356	1371	1416	1429	1448
Лето							
P max, МВт	+19	1236	1237	1252	1296	1309	1328
P min, МВт		971	972	984	1018	1029	1044
P max, МВт	+30	1261	1262	1277	1322	1335	1355

Таблица 3.14. Прогнозные величины потребления мощности для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Тульской области для характерных периодов 2022-2027 годов

Потребление энергосистемы Тульской области, МВт	T, °C	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Региональный вариант	-16,5	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Зима							
P max, МВт	-24	1846	1947	2056	2391	2743	2825
P min, МВт		1484	1565	1653	1922	2205	2271
P max, МВт	+5	1666	1757	1855	2158	2476	2550
P min, МВт		1339	1413	1491	1735	1991	2050
Лето							
P max, МВт	+19	1267	1293	1371	1613	1865	1924
P min, МВт		996	1016	1078	1268	1466	1512
P max, МВт	+30	1293	1319	1399	1645	1903	1963

В расчётных схемах на этапе 2022–2027 годов для базового прогноза потребления электроэнергии и мощности приняты среднестатистические значения величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области, представленные в таблице 3.15.

Таблица 3.15. Загрузка генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Тульской области, принятая при расчетах режимов для базового прогноза потребления электрической энергии и мощности

Наименование	Среднестатистические значения величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области	
	Летний период	Зимний период
1	2	3
<b>Алексинская ТЭЦ</b>		
ТГ-2	6	12
ПГУ-1	124,158	124,158
ТГ-3	0	0
<b>Новомосковская ГРЭС</b>		
ТГ-4	0	0
ТГ-7	0	0
ПГУ-190	187,65	187,65
<b>Щекинская ГРЭС</b>		
Блок 1	0	0
Блок 2	0	0
<b>Ефремовская ТЭЦ</b>		
ТГ-6	0	43
ТГ-7	17	0
<b>Черепетская ГРЭС</b>		
Блок 8	225	225
Блок 9	0	0
<b>Электростанции промышленных предприятий</b>		
<b>Первомайская ТЭЦ</b>		
ТГ-1	0	17,5
ТГ-2	0	5,4
ТГ-3	24,6	13,9
ТГ-4	19,9	16,4
ТГ-5	25	26,3
<b>ТЭЦ ПВС ТЧМ</b>		
ТГ-2	24,2	23,1
ТГ-3	3,4	3,4
ТГ-4	2,5	4,6
ТГ-5	37,4	42,7
<b>ТЭЦ ПВС КМЗ</b>		
ТГ-1	7,5	8,0
ТГ-2	8,0	8,0

При выполнении расчетов электроэнергетических режимов на этапе 2022–2027 годов для регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности, принимался состав генерирующего оборудования электростанций Тульской области, представленный в таблице 3.16.

Таблица 3.16. Загрузка генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Тульской области, принятая при расчетах режимов для регионального прогноза потребления электрической энергии и мощности

Наименование	Принятые значения величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области на период 2022-2027 годов	
	Летний период	Зимний период
1	2	3
Алексинская ТЭЦ		
ПГУ-1	124,158	124,158
Новомосковская ГРЭС		
ТГ-4	0	0
ТГ-7	0	0
ПГУ-190	187,65	187,65
Щекинская ГРЭС		
Блок 1	0	0
Блок 2	0	0
Ефремовская ТЭЦ		
ТГ-6	0	43
ТГ-7	17	0
Черепетская ГРЭС		
Блок 8	225	225
Блок 9	0	0
Электростанции промышленных предприятий		
Первомайская ТЭЦ		
ТГ-1	0	17,5
ТГ-2	0	5,4
ТГ-3	24,6	13,9
ТГ-4	19,9	16,4
ТГ-5	25	26,3
ТЭЦ ПВС ТЧМ		
ТГ-2	24,2	23,1
ТГ-3	3,4	3,4
ТГ-4	2,5	4,6
ТГ-5	37,4	42,7
ТЭЦ ПВС КМЗ		
ТГ-1	7,5	8,0
ТГ-2	8,0	8,0



Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области с учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу электропотребления и мощности в период 2022–2027 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в режимах зимних нагрузок в нормальной схеме выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС –Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2023–2024 годы) (максимальная токовая загрузка составляет 109% от длительно допустимого тока (1000 А));

2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2025–2027 годы) (максимальная токовая загрузка составляет 111% от длительно допустимого тока (1000 А)).

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу в период 2022–2027 годов выявил токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования при нормативном возмущении в нормальной схеме:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая в период 2022–2024 годов при отключении ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи, максимальная токовая загрузка составляет 126% от АДТН 1000 А;

2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая в период 2025–2027 годов при отключении ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи, максимальная токовая загрузка составляет 132% от АДТН 1000 А);

3) ВЛ 220 кВ Северная – Химическая и МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая в период 2023–2027 годов при отключении ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи, максимальная токовая загрузка составляет 122% от АДТН 1000 А);

4) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская в период 2025-2027 годов при отключении ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Арсенал, максимальная токовая загрузка составляет 109% от АДТН 1000 А).

Для ввода параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений рекомендуется дополнительно к принятой генерации электростанций энергосистемы Тульской области выполнить включение:

1) в режимах зимних нагрузок при температуре наружного воздуха минус 24°С :

в период 2022–2024 годов блока 2 на Щекинской ГРЭС 200 МВт;

в период 2025–2027 годов блоков 1 и 2 на Щекинской ГРЭС 400 МВт;

2) в режимах зимних нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 5°С

в период 2022–2027 годов блока 2 на Щекинской ГРЭС 200 МВт.

В период 2025–2027 годов при работе Щекинской ГРЭС одним блоком (блока 2 200 МВт) при нормативном возмущении в нормальной схеме выявлены токовые перегрузки МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая. При отключении ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи, максимальная токовая загрузка составляет 109% от АДТН 1000 А).

Для ввода параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений было рассмотрено выполнение в качестве превентивного схемно-режимного мероприятия изменение топологии сети путем включения 1 СШ 220 кВ и 2 СШ 220 кВ Новомосковской ГРЭС на раздельную работу. Данное мероприятие позволяет снять выявленные токовые перегрузки МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая при нормативном возмущении в нормальной схеме в период 2025–2027 годов.

В ремонтных схемах, исходя из складывающейся схемно-режимной ситуации, рекомендуется:

1) превентивно размыкать на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2022–2023 годов);

2) превентивно размыкать на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024–2026 годов);

3) превентивно размыкать на время ремонтов транзита 110 кВ между ПС 220 кВ Бегичево и ПС 220 кВ Люторичи (одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Ушаково – Люторичи со стороны ПС 220 кВ Люторичи) в период 2021–2026 годов;

4) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Чернь – Плавск с отпайкой на ПС Скуратово и ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками со стороны ПС 110 кВ Плавск;

5) на время ремонтов превентивно выполнять включение ШСВ 110 кВ на ПС 110 кВ Щегловская (с обязательным отключением выключателя на ПС 110 кВ Щегловская на КВЛ 110 кВ Перекоп – Щегловская с отпайками).

Анализ результатов установившихся электроэнергетических режимов для максимальных/минимальных нагрузок в нормальном режиме и после нормативных возмущений в сети 110–220 кВ при температуре наружного воздуха минус 24 °С, при температуре наружного воздуха плюс 5 °С, при температуре наружного воздуха плюс 19 °С и плюс 30 °С (период экстремально высоких температур) по региональному прогнозу на период

2022–2025 годы токовых перегрузок электросетевого оборудования в энергосистеме Тульской области не выявил.

Уровни напряжения в узлах сети 110–220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу в период 2022–2027 годов выявил токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования при нормативном возмущении в нормальной схеме:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая в 2024 годов при отключении ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Бегичево с отпайкой на блок 1, максимальная токовая загрузка составляет 103% от АДТН 1000 А;

2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая в период 2025–2027 годов при отключении ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Бегичево с отпайкой на блок 1, максимальная токовая загрузка составляет 118% от АДТН 1000 А);

3) ВЛ 220 кВ Северная – Химическая и МВ 2 ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая на ПС 220 кВ Химическая в 2026 и 2027 годах при отключении ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Бегичево с отпайкой на блок 1, максимальная токовая загрузка составляет 108% от АДТН 1000 А).

В рамках подключения ООО «ГРЭС-ПАРК «Советск» установка на ПС 220 кВ Химическая АОПО МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая с управляющим воздействием на отключение на ПС 220 кВ Химическая МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая и АОПО ВЛ 220 кВ Северная – Химическая с управляющим воздействием на отключение нагрузки «ГРЭС-ПАРК «Советск» снимают перегрузку МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая/МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая, ВЛ 220 кВ Северная – Химическая и МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая.

Уровни напряжения в узлах сети 110–220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

### **3.5. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2027 года**

В данном разделе проведён анализ основных проблем функционирования энергосистемы Тульской области с описанием энергорайонов на территории энергосистемы Тульской области, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов за область допустимых значений.

#### **3.5.1. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2027 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности**

##### **Ефремовский энергорайон**

Ефремовский энергорайон связан с энергосистемой Тульской области по одной ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда и трем транзитным, а именно ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей, ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк.

Возможности развития энергорайона зависят от пропускной способности сети 110 кВ и уровня генерации на Ефремовской ТЭЦ.

Установленная электрическая мощность Ефремовской ТЭЦ на 01.01.2022 составляет 135 МВт.

Расчеты электроэнергетических режимов были выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования».

При анализе установившихся электроэнергетических режимов Ефремовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2022-2027 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Анализ электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области показал, что

загрузка ЛЭП, питающих Ефремовский энергорайон, помимо нагрузки потребителей также определяется загрузкой по активной генерации Ефремовской ТЭЦ.

### Тульский энергорайон

В настоящее время Тульский энергорайон включает три центра питания 220 кВ: ПС 220 кВ Тула (2х250 МВА), ПС 220 кВ Ленинская (2х200 МВА), ПС 220 кВ Metallургическая (2х125 МВА).

Рост нагрузки обусловлен реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются на перспективу до 2027 года, а также увеличением электропотребления в соответствии с заявками потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

ПС 220 кВ Metallургическая расположена в Ленинском районе (д. Большая Еловая). Автотрансформаторы: АТ-1 и АТ-2 типа АДЦТН 125000/220/110/10 введены в эксплуатацию в 1981 году и в 1982 году соответственно. В настоящее время схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая не соответствует типовым решениям, поскольку ВЛ 220 кВ подключены к шинам через выключатели, а автотрансформаторы через отделители. Выключатели в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая (кроме выключателей ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь 1, 2) масляные и введены в эксплуатацию в 1981 году с продлением срока службы до 2025 года. В настоящий момент в соответствии с инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» выполняется техперевооружение ПС 220 кВ Metallургическая (схема № 220-7 Четырехугольник), ввод под напряжение предполагается выполнить в 2022 году, закрытие инвестиционного проекта предполагается в 2023 году.

При анализе установившихся режимов Тульского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2022-2027 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

### Щекинский энергорайон

Щекинский энергорайон расположен в центре Тульской области, южнее г. Тула.

Источниками генерации Щекинского энергорайона являются Щекинская ГРЭС (400 МВт), Первомайская ТЭЦ (105 МВт). Центром питания 220 кВ является ПС 220 кВ Яснополянская.

Основной потребитель, осуществляющий свою деятельность на территории Щекинского энергорайона - АО «Щёкиноазот», которое является коммерческой компанией, представляющей интересы крупных химических предприятий России, специализирующихся на производстве продуктов основной промышленной химии, инженерных пластиков, синтетических нитей, специальных продуктов в области химии – для нефте- и газодобычи, транспортировки и переработки, автомобилестроения, электронной, фармацевтической, агрохимической, целлюлозно-бумажной промышленности, водоочистки, изготовления: текстиля, строительных материалов, промышленных и потребительских продуктов.

При анализе установившихся режимов Щекинского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2022-2027 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено.

Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

### Новомосковский энергорайон

На территории Новомосковского энергорайона Тульской области расположен крупнейший потребитель электроэнергии АО «НАК «АЗОТ», специализирующееся на производстве продуктов основной промышленной химии.

По данным ОАО «РЖД» на территории Новомосковского энергорайона с 2025 года предполагается сооружение тяговой ПС 220 кВ Арсенал (2x40 МВА) максимальной мощностью нагрузки 20,7 МВт, присоединяемой к энергосистеме заходами 220 кВ от ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая.

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Новомосковском энергорайоне энергосистемы Тульской области в схемах ремонта при нормативном возмущении максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (120% от  $I_{адтн}$  (1000 А) в 2023 году;

- 2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (113% от  $I_{адтн}$  (1000 А) в 2027 году;
- 3) МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (111% от  $I_{адтн}$  (1000 А)) в 2023 году;
- 4) ВЛ 220 кВ Северная – Химическая (111% от  $I_{адтн}$  (1000 А) в 2023 году.

Для ввода параметров режима в область допустимых значений при подготовке ремонтных схем необходимо выполнить загрузку Щекинской ГРЭС в объеме 400 МВт в режиме зимних и летних нагрузок.

В период 2025–2027 годов при работе Щекинской ГРЭС одним блоком (блок 2 200 МВт) при нормативном возмущении в нормальной схеме выявлены токовые перегрузки МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая. При отключении ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи максимальная токовая загрузка составляет 109 % от АДТН 1000 А). Для ввода параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений было рассмотрено выполнение в качестве превентивного схемно-режимного мероприятия изменение топологии сети путем включения 1 СШ 220 кВ и 2 СШ 220 кВ Новомосковской ГРЭС на отдельную работу. Данное мероприятие позволяет снять выявлены токовые перегрузки МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая при нормативном возмущении в нормальной схеме в период 2025–2027 годов.

Уровни напряжения в узлах сети 110–220 кВ в режимах летних максимальных/минимальных нагрузок находятся в диапазоне допустимых значений.

#### Заокский энергорайон

В настоящее время электроснабжение Заокского энергорайона осуществляется от Алексинской ТЭЦ (энергосистема Тульской области) по ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками, от ПС 220 кВ Шипово (энергосистема Тульской области) по ВЛ 110 кВ Шипово – Глебово 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Шипово – Глебово 2 с отпайкой на ПС Крушма и от ПС 220 кВ Протон (энергосистема Калужской области) по ВЛ 110 кВ Протон – Космос и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево.

По данным филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» на 01.01.2022 на Алексинской ТЭЦ в работе находятся: ТГ-2 – 12 МВт, ТГ-3 – 29 МВт, ПГУ-1 – 124,2 МВт.

Загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово в режимные дни за 15.12.2021 (18-00) составляла 48,08 МВА, в режимный день 16.06.2021 (10-00) АТ-2 – 28,2 МВА.

На ПС 220 кВ Протон установлены два автотрансформатора АТ-1 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, введенный в эксплуатацию в 1998 году и АТ-2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, введенный в эксплуатацию в 1998 году.

В таблице 3.17 приведена загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера за 2016-2021 годы.

Таблица 3.17. Загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера за 2016-2021 годы

Контрольный день замера		Величина загрузки АТ-1 на ПС 220 кВ Протон				Величина загрузки АТ-2 на ПС 220 кВ Протон			
		S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	%	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	%
1		2	3	4	5	6	7	8	9
Зима максимум нагрузки	21.12.2016	25,6	25,4	3,2	20	25,6	25,4	3,2	20
	20.12.2017	34	33,9	3,9	27	27	34	3,9	27
	19.12.2018	41	40,8	5,4	33	33	40,3	5,4	33
	18.12.2019	отключен				73	71,3	16,3	58
	16.12.2020	38,8	38,1	7,2	31	38,2	37,5	7,1	31
Лето максимум нагрузки	15.06.2016	18,6	17,6	6,2	15	18,6	17,6	6,2	15
	21.06.2017	45	45,3	1,1	36	45	45,2	1,1	36
	20.06.2018	18	17	4,5	14	18	17	4,5	14
	19.06.2019	16	15,5	1,9	13	15	15,1	1,7	12
	17.06.2020	36,2	36,2	1,4	29	35,6	35,5	3,2	29
	16.06.2021	32,6	32,5	3	26	32,7	32,7	1,5	26

Анализ данных таблицы 3.19 показал, что загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера для зимнего и летнего максимума нагрузки составляла не более 36% от установленной мощности АТ, в зимний период максимальная нагрузка достигала 74 МВА, в летний 90 МВА.

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Заокскому энергорайону на 2022-2027 годы для базового варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности в соответствии с проектом «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022-2028 годы» представлен в таблице 3.18.



Таблица 3.18. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребления мощности по Тульской области с выделением Заокского энергорайона. Базовый прогноз

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	11,162	11,382	11,481	11,918	12,035	12,134
Максимальное потребление мощности энергосистемы Тульской области, МВт	1753	1818	1838	1898	1916	1941
Максимальное потребление мощности Заокского энергорайона, МВт	105	106	107	109	109	110

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в Заокском энергорайоне были выполнены серии электроэнергетических расчетов установившихся режимов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования». Расчеты выполнены для нормальной схемы, при нормативном возмущении в нормальной схеме, при единичной ремонтной схеме после нормативного возмущения, при двойной ремонтной схеме после нормативного возмущения с учетом температурных условий.

По состоянию на 01.01.2022 была выявлена загрузка трансформаторов, превышающая длительно допустимые значения в послеаварийных и ремонтных схемах на ПС 110 кВ Заокская (в зимний и летний периоды) и ПС 110 кВ Средняя (в летний период).

С учётом мощности договоров на ТП к 01.01.2027 выявлена загрузка трансформаторов, превышающих длительно допустимые значения в послеаварийных и ремонтных схемах на объектах:

- 1) ПС 110 кВ Заокская;
- 2) ПС 110 кВ Средняя.

На ПС 110 кВ Заокская установлено два трансформатора мощностью 16 МВА каждый.

Трансформатор Т-1 мощностью 16 МВА введен в эксплуатацию в 1980 году, срок службы составляет 42 года, индекс состояния функциональных узлов равен 91,49, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой

составляет 18,7 МВА (1,168 о.е.), летом – 15,9 МВА (0,9919 о.е.). Трансформатор Т-2 мощностью 16 МВА введен в эксплуатацию в 2008 году, срок службы составляет 14 лет, индекс состояния функциональных узлов равен 75,73, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой составляет 20,0 МВА (1,25 о.е.), летом – 19,1 МВА (1,1955 о.е.).

Максимальная нагрузка подстанции в режимный день в период 2017–2021 годов составляла в зимний период 25,5 МВА (2020 год, температура наружного воздуха  $-3,6$  °С), в летний период 15,32 МВА (2021 год, при температуре наружного воздуха  $+20,9$  °С).

На рисунке 3.1 представлена однолинейная схема ПС 110 кВ Заокская.

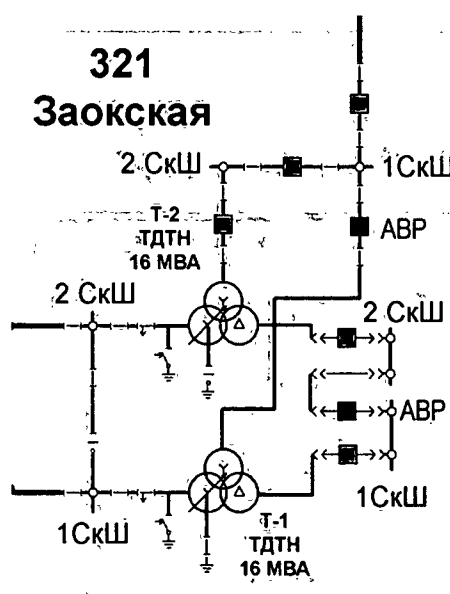


Рисунок 3.1. Однолинейная схема ПС 110 кВ Заокская

Суммарный объем действующих договоров на ТП составляет 19,013 МВт, с учетом коэффициента реализации – 1,9 МВт.

Суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Заокская может составить в летний период 17,4 МВА, в зимний период 27,6 МВА. В соответствии с проведенным анализом прогнозируется перегрузка силовых трансформаторов. Степень загрузки силовых трансформаторов относительно длительно-допустимой нагрузки в режиме N-1 с учетом действующих договоров на ТП составит в зимний период для Т-1 147,8%, в летний период 109,8%, для Т-2 - в зимний период 138,06%, в летний период 91,14%.

По данным собственника на ПС 110 кВ Заокская существует возможность перевода нагрузки по сети 35 кВ на ПС Ясногорск в объеме 3,6 МВА.

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_p + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}} = 25,5 + 2,113 + 0 - 3,6 = 24,0 \quad (1)$$

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

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

$S_{\text{срм}}$  – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с пунктом 6.2 ГОСТ Р 58670–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования».

С учетом перераспределения нагрузки в объеме 3,6 МВА по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Ясногорск перспективная загрузка для Т-1 ПС 110 кВ Заокская составит зимой 127,6% (24 МВА) и летом 86,1% (13,83 МВА) по отношению к длительно допустимой нагрузке.

При этом следует отметить, что на ПС 110 кВ Ясногорск установлены два трансформатора (Т-1 и Т-2 введены в эксплуатацию в 2011 году, срок службы составляет 11 лет) мощностью по 63 МВА каждый. Суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Ясногорск с учетом действующих договоров на ТП и коэффициента их реализации составит летом 25,76 МВА, зимой 44,6 МВА. С учетом перераспределения нагрузки в объеме 3,6 МВА, суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Ясногорск составит летом 29,36 МВА, зимой 47,66 МВА, что не превысит длительно допустимую нагрузку.

Для исключения превышения ДДТН трансформаторов на ПС 110 кВ Заокская, необходима замена трансформаторов Т-1 и Т-2 2x16 МВА на трансформаторы мощностью не менее 24 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 25 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется замена трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Заокская на новые установленной мощностью 2x25 МВА.

По информации филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» планируется в рамках консолидации электросетевых комплексов по договорам аренды объектов незавершенного строительства электросетевого хозяйства получение во временное владение с дальнейшим приобретением от АО «Тулские городские электрические сети» ПС 110 кВ Велес и ПС 35 кВ Велегож для использования в хозяйственной деятельности. На данные ПС планируется перераспределение существующей нагрузки по сети 6–35 кВ, в том числе ПС 110 кВ Заокская, без подключения новой нагрузки энергопринимающих устройств. Перевод нагрузки в объеме не менее 5,3 МВА с ПС 110 кВ Заокская на ПС 110 кВ Велес позволит снизить загрузку трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Заокская.

Перспективная расчетная нагрузка существующих трансформаторов ПС 110 кВ Заокская с учетом перевода нагрузки на ПС 110 кВ Велес и на ПС 110 кВ Ясногорск (в ПАР) составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_p + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}} = 25,5 + 2,113 + 0 - (3,6 + 5,3) = 18,7 \quad (2)$$

С учетом перераспределения нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка для Т-1 ПС 110 кВ Заокская не более 18,7 МВА.

При этом нагрузка ПС 110 кВ Велес может составить 5,3 МВА, что не превысит ДДТН установленных трансформаторов в ПАР.

Таким образом, при вводе в эксплуатацию ПС 110 кВ Велес замена трансформаторов на ПС 110 кВ Заокская не потребуется.

На ПС 110 кВ Средняя установлены трансформаторы мощностью 10 и 16 МВА. Трансформатор Т-1 мощностью 16 МВА введен в эксплуатацию в 2008 году, срок службы составляет 14 лет, индекс состояния функциональных узлов равен 94,38, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой составляет 20 МВА (1,25 о.е.), летом – 19,04 МВА (1,19 о.е). Трансформатор Т-2 мощностью 10 МВА введен в эксплуатацию в 1994 году, срок службы составляет 28 лет, индекс состояния функциональных узлов равен 87,34, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой составляет 12,5 МВА (1,25 о.е.), летом – 11,9 МВА (1,19 о.е). На конец рассматриваемого периода срок службы Т-2 составит 33 года, соответственно, длительно допустимая нагрузка трансформатора зимой составляет 11,7 МВА (1,168 о.е.), летом – 9,8 МВА (0,982 о.е).

На рисунке 3.2 представлена однолинейная схема ПС 110 кВ Средняя

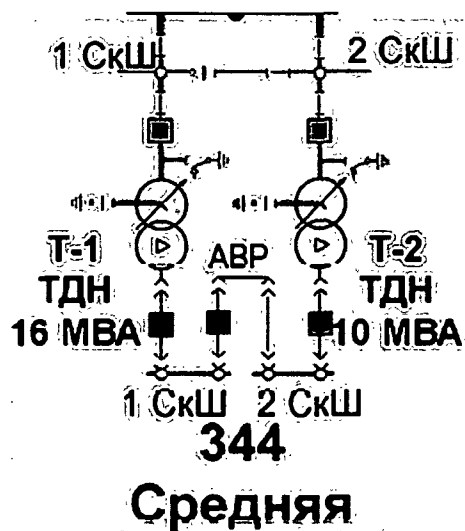


Рисунок 3.2. Однолинейная схема ПС 110 кВ Средняя

Суммарный объём нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2022 составляет 0,73 МВт, с учетом коэффициента реализации – 0,07 МВт. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6–35 кВ отсутствует.

Суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Средняя составит летом 13,04 МВА и зимой 13,59 МВА. В соответствии с проведенным анализом, прогнозируется перегрузка силовых трансформаторов. Степень загрузки силового трансформатора Т-2 относительно длительно допустимой нагрузки в режиме N-1 с учетом действующих договоров на ТП соответственно составит в летний период 109,6%, в зимний период 108,8%. На конец рассматриваемого периода с учетом срока службы 33 года степень загрузки Т-2 составит в летний период 132,8%, в зимний период 116,45%. При этом загрузка Т-1 относительно длительно допустимой нагрузки в режиме N-1 с учетом действующих договоров на ТП соответственно составит в летний период 68,5%, в зимний период 68%, замена Т-1 не требуется.

Для исключения превышения ДДН Т-2 ПС 110 кВ Средняя необходима замена Т-2 10 МВА на новый трансформатор мощностью не менее 13,59 МВА. Ближайшим большим стандартным по номинальной мощности к указанному значению является трансформатор мощностью 16 МВА.

С учетом вышеизложенного рекомендуется замена Т-2 ПС 110 кВ Средняя на новый установленной мощностью 16 МВА.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Заокском энергорайоне Тульской области в период 2022–2027 годов токовых перегрузок электросетевого оборудования для зимних и летних максимальных нагрузок при различных температурах наружного воздуха в нормальной схеме не выявил. Уровни напряжения в узлах сети 110 кВ и выше находятся в диапазоне допустимых значений.

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в ремонтной схеме после нормативного возмущения выявил токовую перегрузку ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Пушкинская с отпайкой на ПС Авангард. Максимальная нагрузка наблюдается в 2027 году на участке ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ-отпайка на ПС Авангард и составляет 111,5% от  $I_{\text{адтн}}$  (375 А).

Для ввода параметров режима в область допустимых значений при подготовке ремонтных схем предлагается выполнить загрузку Щекинской ГРЭС в объеме 200 МВт в режиме летних нагрузок.

Уровни напряжения в узлах сети 110 кВ и выше находятся в диапазоне допустимых значений.

### Суворовский энергорайон

На территории Суворовского энергорайона Тульской области расположены два монопрофильных муниципальных образования (моногорода): города Белев и Суворов.

Особую роль в обеспечении реализации государственных программ Тульской области, направленных на привлечение инвесторов в моногорода Суворов и Белев, играет наличие возможностей технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей и обеспечения надежности их электроснабжения.

При анализе установившихся режимов Суворовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2022-2027 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено.

Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

### Энергорайон Люторичи и Бегичево

В настоящее время энергорайон Люторичи и Бегичево включает в себя два центра питания 220 кВ: ПС 220 кВ Люторичи (1x125 МВА) и ПС 220 кВ Бегичево (2x120 МВА).

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств крупных потребителей в энергорайоне Люторичи и Бегичево не предполагается.

Анализ установившихся режимов энергорайона Люторичи и Бегичево энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления не выявил токовые перегрузки в нормальных схемах сети 110 кВ и выше.

В ремонтных схемах сети с учетом нормативного возмущения выявлены токовые перегрузки ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи и ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево:

Максимальная токовая нагрузка выявлена в 2027 году и составляет:

ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи 149% от  $I_{ддтн}$  (357 А);

ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево 141% от  $I_{ддтн}$  (357 А).

Для ввода параметров режима в область допустимых значений при подготовке ремонтных схем предлагается выполнить загрузку Щекинской ГРЭС в объеме 400 МВт в режимах зимних и летних нагрузок.

Альтернативным вариантом является размыкание транзита 110 кВ между ПС 220 кВ Бегичево и ПС 220 кВ Люторичи (одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Ушаково – Люторичи со стороны ПС 220 кВ Люторичи).

Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

#### Мероприятия по реконструкции центров питания, характеризующихся текущим или планируемым дефицитом пропускной способности

По состоянию на 01.01.2022 на ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя выявлено фактическое превышение допустимых значений загрузки центров питания 110 кВ. Данные объекты рекомендуются для включения в инвестиционную программу ПАО «Россети Центр и Приволжье» как объекты первой очереди.

На ПС 110 кВ Заокская установлены два трансформатора мощностью 16 МВА каждый. Максимальная загрузка подстанции, зафиксированная в режимный день в период 2017-2021 годов, составляет 25,5 МВА. Суммарный объем действующих договоров на ТП ПС 110 кВ Заокская на 01.01.2022 составляет 19,013 МВт, с учетом коэффициента реализации – 1,9 МВт. Выявлена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах. На ПС 110 кВ Заокская рекомендуется установка трансформаторов мощностью 2х25 МВА.

Альтернативным вариантом по исключению перегрузки трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Заокская является получение филиалом ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» в рамках консолидации электросетевых комплексов по договорам аренды объектов незавершенного строительства электросетевого хозяйства во временное владение с дальнейшим приобретением от АО «Тулские городские электрические сети» ПС 110 кВ Велес и ПС 35 кВ Велегож для использования в хозяйственной деятельности, с целью перераспределения существующей нагрузки по сети 6-35 кВ без подключения новой нагрузки энергопринимающих устройств.

На ПС 110 кВ Средняя установлены трансформаторы мощностью 10 и 16 МВА. Максимальная нагрузка, зафиксированная в режимный день в период 2017-2021 годов, составила 13,52 МВА. Суммарный объем нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2022 составляет 0,73 МВт, с учетом коэффициента

реализации – 0,07 МВт. Выявлена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах. Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Средняя с увеличением трансформаторной мощности – заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА.

**Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов,  
имеющих значительный физический износ**

В соответствии с анализом параметров линий электропередачи 110 кВ и выше, подстанционного оборудования энергосистемы Тульской области, включая длительно и аварийно допустимые токовые загрузки, длину, марку провода, срок эксплуатации и дату последней капитальной реконструкции (ремонта), а также иных характеристик рекомендуется проведение реконструкции следующих объектов электросетевого хозяйства:

1) реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск.

ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск обеспечивает электроснабжение потребителей Ясногорского района Тульской области, в том числе социально значимых объектов. ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск после реконструкции в эксплуатации с 1996 года. Коэффициент дефектности опор (КДО) составляет 35%, коэффициент дефектности проводов (КДП) – 40%. Износ ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск на 01.01.2021 составляет 50,89%. Данная ЛЭП находится в неудовлетворительном техническом состоянии, в связи с чем необходима реконструкция ЛЭП с заменой опор и провода (без увеличения сечения) с целью выполнения требований «Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 800 кВ (РД 34.20.504-94)»;

2) реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Ленинская – Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово – Мясново, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная. Износ ВЛ 110 кВ Ленинская – Мясново с отпайками на 01.01.2022 составляет 100%, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки составляет 100%, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново №1 с отпайками составляет 100%, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная составляет 100%.

Данные ЛЭП не отвечают существующим требованиям и нормам. Для улучшения технического состояния ВЛ требуется замена опор, провода (без увеличения сечения) и замена изоляторов на участке Ратово – Ленинская;

3) реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево (вторая очередь).



ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево находятся в эксплуатации с 1957 года и обеспечивают транзит 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск – Мценск. От данного транзита питается значительное число ответственных потребителей, в том числе тяговые подстанции ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Плавск, ПС 110 кВ Лазарево, ПС 110 кВ Скуратово). Линия выполнена в двухцепном исполнении и имеет неудовлетворительное техническое состояние, вызванное повреждением стального сердечника при плавке гололеда в 1966, 1969, 1973 годах, большим количеством ремонтных соединений. Износ ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка на 01.01.2022 составляет 40,88% и ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка на 01.01.2022 составляет 43,18%. Согласно последнему акту обследования данные линии находятся в неудовлетворительном состоянии и не соответствуют требованиям «Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ (РД 34.20.504–94)». Необходима реконструкция ЛЭП с заменой опор и провода (без увеличения сечения);

4) реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками, ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей.

Двухцепная ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк и ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками находятся в эксплуатации с 1960 года. На линии промежуточные ж/б опоры имеют растрескивание и осыпание бетона с оголением арматуры, разрушение фундаментов металлических опор. В процессе эксплуатации с 1960 года от воздействия гололедно-ветровых нагрузок и грозовых перенапряжений провод АС-120 имеет многочисленные повреждения, ремонтные бандажы и муфты. Повреждение проводов и грозотроса вызвано несоответствием конструктивного исполнения ВЛ РКУ. Поддерживающая и сцепная арматура подвержена коррозии и имеет износ более 20%. Имели место случаи разрушения железобетонных опор с их падением в 1990 и 1997 годах. Провода имеют коррозию стального сердечника 5–20%. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками составляет 96,07% и для ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей составляет 58,71%. Для данных ВЛ коэффициент дефектности опор составляет 60%, коэффициент дефектности проводов – 65%). Согласно последнему акту обследования данные линии находятся в неудовлетворительном состоянии, не соответствуют требованиям «Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ (РД 34.20.504–94)», чем определена необходимость замены опор и провода (без увеличения сечения);

5) реконструкция ВЛ 110 кВ Труново – Советская.

ВЛ 110 кВ Труново – Советская введена в эксплуатацию в 1956 году с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей Киреевского, Щекинского районов и для обеспечения транзита 110 кВ между Щекинской ГРЭС и ПС 220 кВ Бегичево. Значительный износ деревянных опор, на которых выполнена ВЛ 110 кВ Труново – Советская, и линейной арматуры приводит к частым отключениям. Износ ВЛ 110 кВ Труново – Советская на 01.01.2022 составляет 100%. Техническое состояние ВЛ 110 кВ не соответствуют требованиям «Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ (РД 34.20.504–94)». Данная ЛЭП находится в неудовлетворительном техническом состоянии, в связи с чем необходима реконструкция ЛЭП с заменой опор и провода (без увеличения сечения);

6) реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками.

ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками введена в эксплуатацию в 1957 году и связывает энергосистему Орловской области с Щекинским энергорайоном энергосистемы Тульской области. Реконструкция этой линии электропередачи предусмотрена с целью приведения ее к требованиям действующих нормативно-технических документов и повышения надежности функционирования распределительного электросетевого комплекса. Износ ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками составляет 100,0%. Данная ЛЭП находится в неудовлетворительном техническом состоянии, в связи с чем необходима реконструкция ЛЭП с заменой опор и провода (без увеличения сечения) с целью выполнения требований «Типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ (РД 34.20.504–94)»;

7) реконструкция ВЛ 110 кВ Узловая – Северная.

ВЛ 110 кВ Узловая – Северная введена в эксплуатацию в 1948 году и предназначена для электроснабжения города Узловая. Реконструкция этой линии электропередач предусмотрена с целью повышения надежности функционирования электросетевого комплекса для обеспечения бесперебойного электроснабжения объектов, а также повышения пропускной способности для обеспечения бесперебойного электроснабжения объектов с учетом перспективы повышения нагрузки к 2025 году. Износ ВЛ 110 кВ Узловая – Северная составляет 100%. В связи с невозможностью восстановления требуемых НТД технических характеристик оборудования, и как следствие, возможностью аварийного отключения или повреждения оборудования ВЛ необходима реконструкция ЛЭП протяженностью 14,59 км, в том числе 2,5 км в двухцепном исполнении с заменой опор (без увеличения сечения провода) с целью выполнения требований «Типовой инструкции по

эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–800 кВ (РД 34.20.504–94)».

На основании проведённого в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности на период 2022-2027 сделаны следующие выводы:

1) прогнозный прирост максимума нагрузки в энергосистеме Тульской области к 2027 году составляет 262 МВт по отношению к факту 2021 года, при этом основная его часть приходится на Щекинский энергорайон;

2) за последние 5 лет (2017-2021) выведено из эксплуатации 986 МВт генерирующих мощностей (установленная мощность электростанций сократилась практически вдвое). Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области на конец 2027 года составит 1614,3 МВт;

3) с целью поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП необходимо выполнить схемно-режимные мероприятия по изменению топологии сети и обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме;

4) при работе Щекинской ГРЭС одним блоком (блок 2 мощностью 200 МВт) в период 2025-2027 годов рекомендуется выполнение дополнительных схемно-режимных мероприятий по изменению топологии сети;

5) отмечен существенный срок эксплуатации и износ магистрального сетевого комплекса в условиях сокращающейся внутренней генерации на электростанциях региона;

6) отмечено превышение длительно допустимой загрузки трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах в Заокском энергорайоне энергосистемы Тульской области на ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя;

7) разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2022-2027 годы (таблица 3.28), выполнение которых необходимо для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), исключения неудовлетворительного технического состояния объектов, а также для обеспечения надёжного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Тульской области на 2022-2027 годы в рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности.

### 3.5.2. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2027 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Наименование ПС новых присоединяемых потребителей в расчетах электроэнергетических режимов принято условно. В соответствии с требованиями пункта 99 Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13 августа 2018 г. № 937, диспетчерские наименования подстанций должны определяться на стадии конкретного проектирования и подключения к сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области.

Рассмотренные варианты присоединения новых потребителей к сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области и соответствующие им технические решения являются предварительными и должны уточняться в рамках процедур технологического присоединения к сети и последующего проектирования.

#### Ефремовский энергорайон

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Ефремовскому району на 2022-2027 годы для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.19.

Таблица 3.19. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребление мощности по Тульской области с выделением Ефремовского энергорайона. Региональный прогноз

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	11,429	12,071	12,697	14,839	16,833	17,345
Максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Совмещенный максимум нагрузки Ефремовского энергорайона, МВт	91	113	129	163	243	285

В соответствии с техническими условиями от 20.10.2021, от 28.10.2021 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «РЖД» на территории Ефремовского энергорайона в 2025 году предполагается выполнить:

сооружение тяговой ПС 110 кВ Непрядва (2х40 МВА) с максимальной мощностью нагрузки 23,3 МВт, присоединяемой к энергосистеме отпайками 110 кВ от ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей;

сооружение тяговой ПС 110 кВ Любашёвка (2х40 МВА) с максимальной мощностью нагрузки 24,845 МВт, присоединяемой к энергосистеме отпайками 110 кВ от ВЛ 110 кВ Ефремов – Глюкозная № 1 с отпайкой на ПС Компрессорная и КВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Звезда с отпайкой на ПС Глюкозная;

реконструкцию существующих ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка и ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка с образованием ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево и реконструкцию РУ 110 кВ ПС 110 кВ Смычка с установкой двух линейных выключателей вновь образованных ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Смычка и ВЛ 110 кВ Плавск – Смычка.

В настоящее время Ефремовский район относится к территориям опережающего социально-экономического развития. Одним из участников ТЭСЭР «Ефремов» предполагается ООО «Черкизово-ТЭК» с ориентировочной максимальной потребляемой мощностью 49 МВт. В связи с этим в рамках регионального прогноза потребления электрической энергии и мощности в Ефремовском энергорайоне предполагается ввод нового крупного потребителя - ТЭСЭР «Ефремов» мощностью потребления 80 МВт.

Для подключения нового крупного потребителя ТЭСЭР «Ефремов» мощностью потребления до 80 МВт по Варианту 1 рекомендуется сооружение новой ПС 110 кВ ТЭСЭР «Ефремов» (2х80 МВА) с сооружением двух ВЛ 110 кВ Звезда – ТЭСЭР «Ефремов», а также реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками, ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайками, ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками с увеличением пропускной способности и установка БСК 110 кВ 70 Мвар на ПС 220 кВ Звезда (рисунок 3.3). Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 1 составят 1972,25 млн. руб.

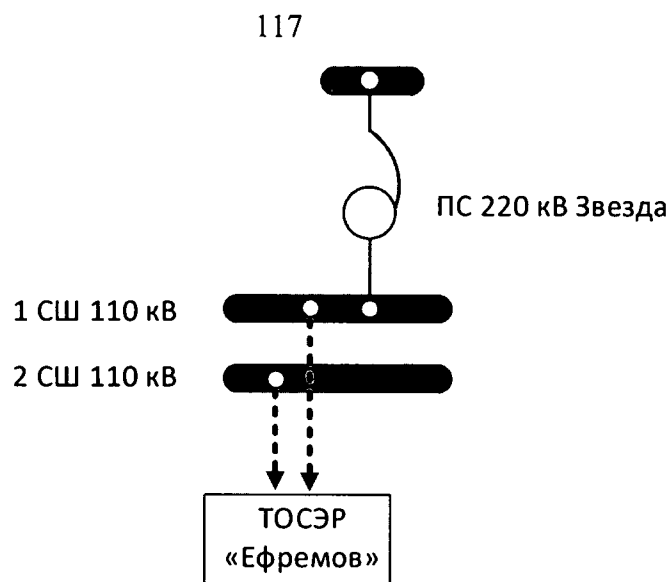


Рисунок 3.3. Схема присоединения ТЭСЭР Ефремов и ООО «Черкизово-ТЭК» по Варианту 1

Рассматривается альтернативный вариант подключения ООО «Черкизово-ТЭК» к сетям 110 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - «МЭС Центра» в рамках ТЭСЭР «Ефремов»: строительство ПС 110 кВ ТЭСЭР Ефремов (2x80 МВА) со строительство ВЛ 110 кВ Звезда – ТЭСЭР Ефремов и ВЛ 110 кВ Бегичево – ТЭСЭР Ефремов по Варианту 2 (рисунок 3.4). Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 2 составят 1759,17 млн. руб.

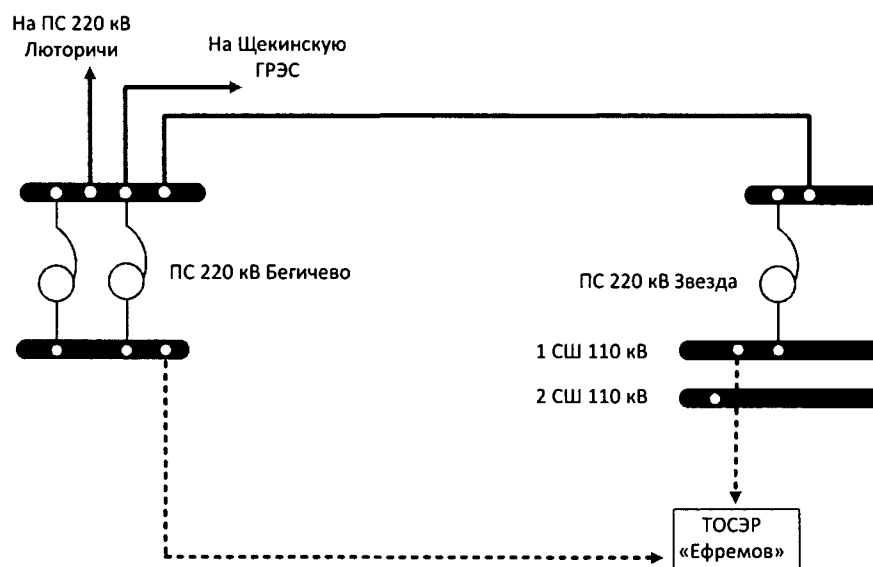


Рисунок 3.4. Схема присоединения ТЭСЭР Ефремов и ООО «Черкизово-ТЭК» по Варианту 2

По Варианту 3 рассматривается подключение ООО «Черкизово-ТЭК» к сетям 110 кВ филиала «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» со строительством двух отпаяк от ВЛ 110 кВ Звезда – Ефремов № 1,2

на ПС 110 кВ Черкизово-ТЭК (2x40 МВА), а также реконструкцией ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками, ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайками, ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками с увеличением пропускной способности БСК 110 кВ 70 Мвар на ПС 220 кВ Звезда. При этом ПС 110 кВ ТЭСЭР Ефремов (2x40 МВА) будет питаться от ПС 220 кВ Звезда двумя ВЛ 110 кВ Звезда – ТЭСЭР «Ефремов». (Рисунок 3.5). Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 3 составят 2563,95 млн. руб.

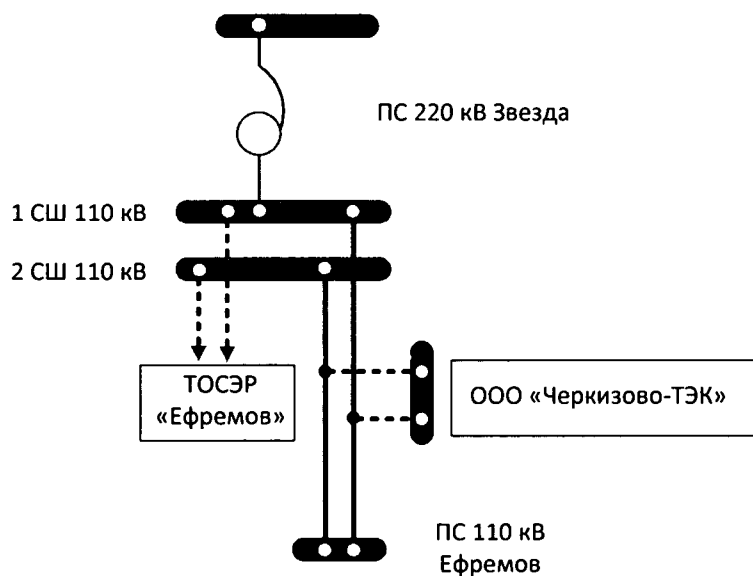


Рисунок 3.5. Схема присоединения ТЭСЭР Ефремов и ООО «Черкизово-ТЭК» по Варианту 3

По Варианту 4 рассматривается подключение ООО «Черкизово-ТЭК» к сетям 110 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - «МЭС Центра» со строительством ПС 110 кВ Черкизово-ТЭК (2x40 МВА) со строительством ВЛ 110 кВ Звезда – Черкизово-ТЭК №1,2, а также реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками, ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайками, ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками с увеличением пропускной способности и установкой БСК 110 кВ 70 Мвар на ПС 220 кВ Звезда. При этом ПС 110 кВ ТЭСЭР Ефремов (2x40 МВА) будет питаться от ПС 220 кВ Звезда двумя ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Звезда – ТЭСЭР «Ефремов» (Рисунок 3.6). Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 4 составят 2812,13 млн.руб.

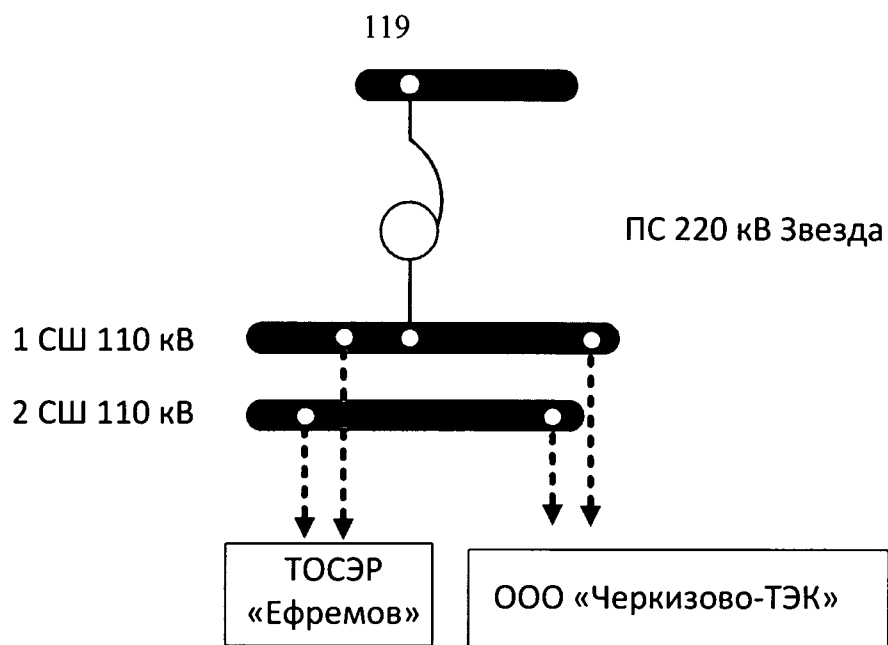


Рисунок 3.6. Схема присоединения ТЭСЭР Ефремов и ООО «Черкизово-ТЭК» по Варианту 4

Представлены возможные варианты подключения потребителей ТЭСЭР Ефремов к электрической сети 110 кВ и выше Тульской области, существенное влияние на Ефремовский энергорайон оказывает подключение нагрузки газохимического комплекса АО «Щекиноазот» (в данный момент разрабатывается СВЭ и окончательный вариант подключения не определен), конкретный вариант определяется с учетом наличия на момент присоединения подтвержденных планов подключения нагрузки газохимического комплекса АО «Щекиноазот».

В зависимости от подключения новых потребителей ТЭСЭР Ефремов и ООО «Черкизово-ТЭК», анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области при отключениях в нормальной схеме и в ремонтной схеме при нормативном возмущении выявил токовые перегрузы следующих элементов: ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк, ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками, ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками, а также недопустимое снижение напряжения. Для ввода параметров в область допустимых значений рекомендуется выполнить реконструкцию ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк, ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками с увеличением пропускной способности (параметры реконструируемых ЛЭП необходимо определить на последующих этапах проектирования) и установку БСК 110 кВ 70 Мвар на ПС 220 кВ Звезда.

Все указанные выше варианты технических решений по обеспечению схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ТЭСЭР



Ефремов и ООО «Черкизово-ТЭК» носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства 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, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 и Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2020 № 1195.

На территории Ефремовского энергорайона планируется реализация газохимического комплекса АО «Щекиноазот» с заявленной мощностью 190 МВт (в 2027 году максимальная мощность составит 140 МВт, в 2028 году планируется выход на полную заявленную мощность 190 МВт, I категория надёжности). Местоположение планируемой головной ПС потребителя – 6 км севернее действующей ПС 220 кВ Звезда.

Схема электроснабжения энергорайона г. Ефремова не может обеспечить требуемый объем электрической мощности и категорию надёжности для энергоснабжения газохимического комплекса АО «Щекиноазот».

Единственная в Ефремовском энергорайоне ПС 220 кВ Звезда питается по одной ВЛ 220 кВ, на ней установлен один автотрансформатор 125 МВА.

Загрузка АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Звезда составляет в среднем не более 30% и резервы мощности в существенной мере зависят от уровня генерации на Ефремовской ТЭЦ и пропускной способности прилегающей сети 110 кВ.

В настоящий момент для возможности подключения энергопринимающих устройств АО «Щекиноазот» выполняется внестадийная работа по разработке схемы внешнего электроснабжения в рамках которой рассматриваются следующие возможные варианты технических решений по обеспечению схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств АО «Щекиноазот» с присоединением к сети 110 кВ и выше энергосистем Тульской и Липецкой областей:

Вариант 1:

1 этап:

1) сооружение ПС 220 кВ Щекиноазот с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 125 МВА каждый;

- 2) сооружение ВЛ 220 кВ Бегичесво – Звезда №2;
  - 3) сооружение ВЛ 220 кВ Звезда – Щекиноазот I, II цепь;
- 2 этап:

- 1) установка на ПС 220 кВ Звезда АТ-2 220/110 кВ мощностью 125 МВА;
- 2) замена трансформаторов на ПС 110 кВ Кислотная на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый.

Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 1 составят 4 888,11 млн. руб.

Схема подключения газохимического комплекса АО «Щекиноазот» по варианту 1 представлена на рисунке 3.7.

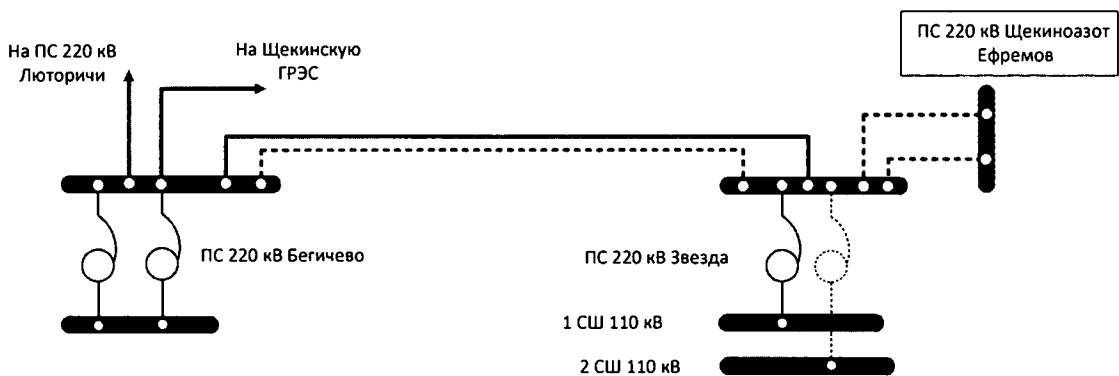


Рисунок 3.7. Схема присоединения АО «Щекиноазот» по варианту 1

Вариант 2:

1 этап:

- 1) сооружение ПС 220 кВ Щекиноазот с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 125 МВА каждый;
- 2) сооружение ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда;
- 3) сооружение ВЛ 220 кВ Звезда – Щекиноазот I, II цепь;

2 этап:

- 1) установка на ПС 220 кВ Звезда АТ-2 220/110 кВ мощностью 125 МВА;
- 2) замена трансформаторов на ПС 110 кВ Кислотная на трансформаторы 110/10 кВ мощностью 80 МВА каждый.

Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 2 составят 4 626,51 млн. руб.

Схема подключения газохимического комплекса АО «Щекиноазот» по варианту 2 представлена на рисунке 3.8.

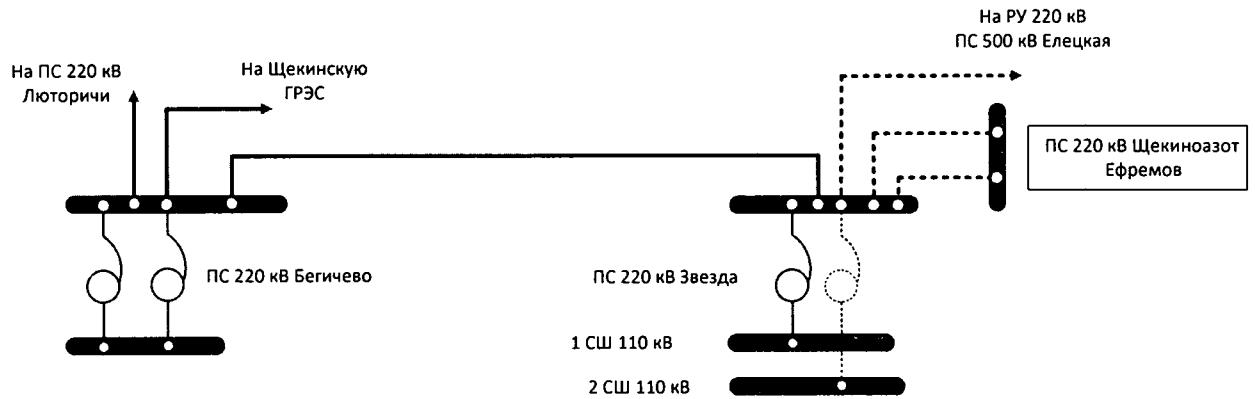


Рисунок 3.8. Схема присоединения АО «Щекиноазот» по варианту 2

Вариант 3:

- 1) сооружение ПС 220 кВ Щекиноазот с установкой двух трансформаторов 220/10 кВ мощностью 200 МВА каждый;
- 2) сооружение ВЛ 220 кВ Елецкая – Щекиноазот I, II цепь.

Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 3 составят 4 345,91 млн. руб.

Схема подключения газохимического комплекса АО «Щекиноазот» по варианту 3 представлена на Рисунке 3.9.

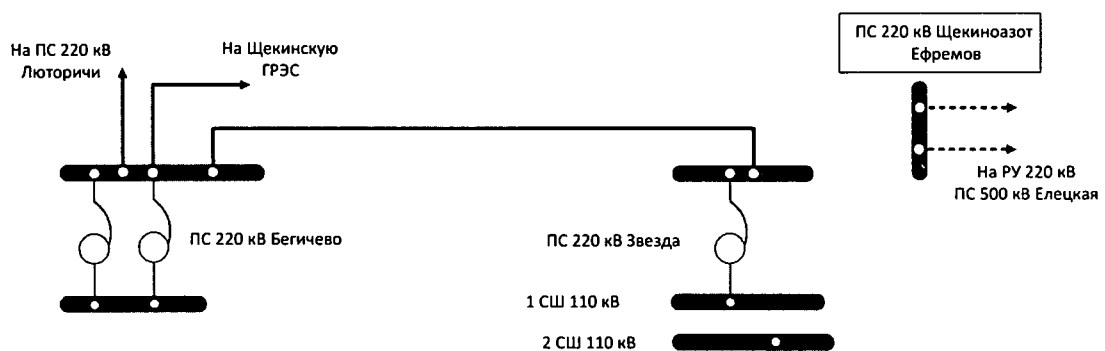


Рисунок 3.9. Схема присоединения АО «Щекиноазот» по варианту 3

Все указанные выше варианты технических решений по обеспечению схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств АО «Щекиноазот» носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства 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, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 и Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2020 № 1195.

### Тульский энергорайон

В настоящее время Тульский энергорайон включает три центра питания 220 кВ: ПС 220 кВ Тула (2х250 МВА), ПС 220 кВ Ленинская (2х200 МВА), ПС 220 кВ Metallургическая (2х125 МВА).

Рост нагрузки обусловлен реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются на перспективу до 2027 года, а также увеличением электропотребления в соответствии с заявками потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

ПС 220 кВ Metallургическая расположена в Ленинском районе (д. Большая Еловая). Автотрансформаторы: АТ-1 и АТ-2 типа АТДЦТН 125000/220/110/10 введены в эксплуатацию в 1981 году и в 1982 году соответственно. В настоящее время схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая не соответствует типовым решениям, поскольку ВЛ 220 кВ подключены к шинам через выключатели, а автотрансформаторы через отделители. Выключатели в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая (кроме выключателей ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь I цепь и ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь II цепь) масляные и введены в эксплуатацию в 1981 году. В настоящий момент в соответствии с инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» выполняется техперевооружение ПС 220 кВ Metallургическая (схема № 220-7 Четырехугольник), ввод под напряжение предполагается выполнить в 2022 году, закрытие инвестиционного проекта предполагается в 2023 году.

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Тульскому энергорайону на 2022–2027 годы для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.20.

Таблица 3.20. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребление мощности по Тульской области с выделением Тульского энергорайона. Региональный прогноз

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	11,429	12,071	12,697	14,839	16,833	17,345
Собственный максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Совмещенный максимум нагрузки Тульского энергорайона, МВт	629	657	685	926	1179	1194

На территории Тульского энергорайона планируется реализация крупного энергоемкого производства литейно-прокатного комплекса ООО УК «Промышленно-металлургический холдинг» (далее ООО УК «ПМХ») с заявленной мощностью 557,16 МВт и развитие метизных производств заявленной мощностью 55 МВт. В настоящий момент для определения мероприятий по обеспечению схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО УК «ПМХ» (ЛПК-2 и метизное производство) выполняется внестадийная работа по разработке схемы внешнего электроснабжения. В рамках внестадийной работы рассматриваются следующие возможные варианты технических решений по обеспечению схемы внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО УК «ПМХ»:

Вариант 1:

- 1) сооружение ПС 220 кВ ПМХ;
- 2) сооружение заходов ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ на ПС 220 кВ ПМХ;
- 3) сооружение заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская на ПС 220 кВ ПМХ;
- 4) сооружение ВЛ 220 кВ Северная – ПМХ I, II цепь;
- 5) сооружение ВЛ 220 кВ Северная – Химическая №2;
- 6) сооружение ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская №2;
- 7) сооружение ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая №2.

Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 1 составят 10 141,84 млн. руб.

Схема подключения литейно-прокатного комплекса ООО УК «ПМХ» по варианту 1 представлена на рисунке 3.10.

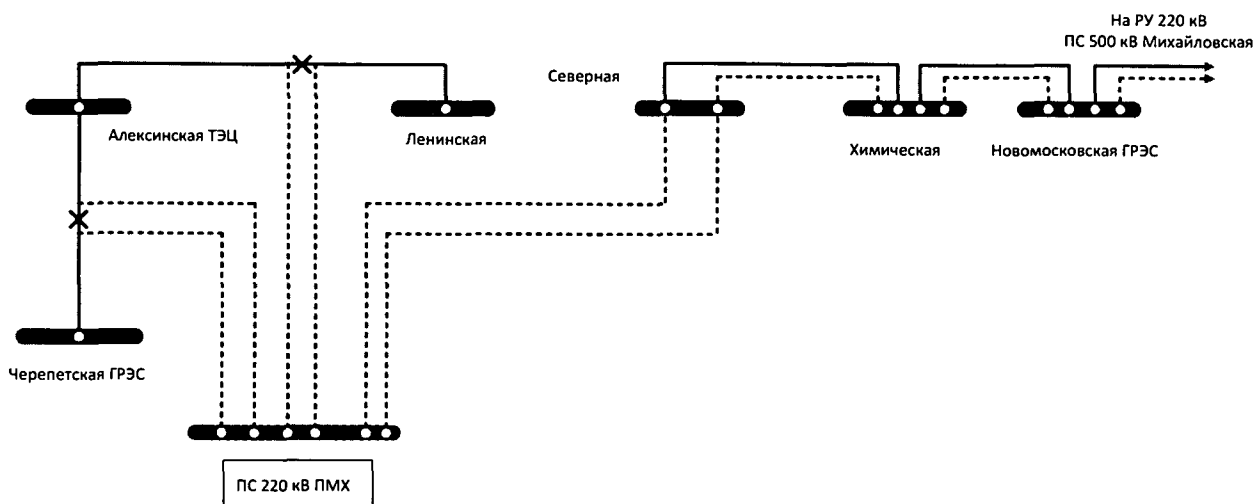


Рисунок 3.10. Схема присоединения ООО УК «ПМХ» по варианту 1

Вариант 2:

1) сооружение ПС 500 кВ Новая Тула с установкой трансформаторов: двух трансформаторов 500/10 кВ мощностью по 250 МВА каждый; двух трансформаторов 500/35 кВ мощностью по 150 МВА каждый; одного трансформатора 500/35 кВ 63 МВА;

2) строительство заходов от ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Новая Тула.

Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 2 составят 8 242,61 млн. руб.

Схема подключения литейно-прокатного комплекса ООО УК «ПМХ» по варианту 2 представлена на рисунке 3.11.

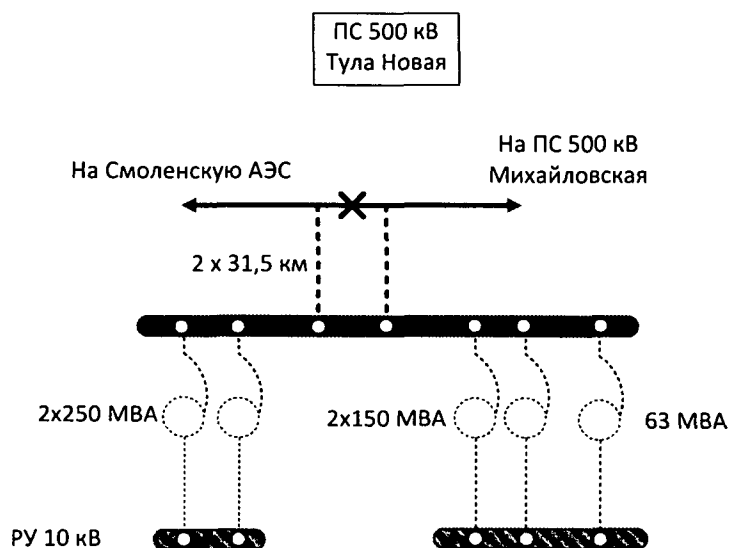


Рисунок 3.11. Схема присоединения ООО УК «ПМХ» по варианту 2

### Вариант 3:

1) сооружение ПС 500 кВ Новая Тула с установкой трех АТ 500/220 кВ мощностью  $3 \times 167$  МВА каждый;

2) сооружение заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на ПС 500 кВ Новая Тула;

3) сооружение заходов ВЛ 220 кВ Тула – Metallургическая на ПС 500 кВ Новая Тула;

4) сооружение заходов ВЛ 220 кВ Тепличная – Тула с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 500 кВ Новая Тула;

5) сооружение ПС 220 кВ ПМХ;

6) сооружение двух двухцепных ЛЭП 220 кВ ПМХ – Новая Тула.

Капитальные затраты на реализацию мероприятий по Варианту 3 составят 13 646,28 млн. руб.

Схема подключения литейно-прокатного комплекса ООО УК «ПМХ» по варианту 3 представлена на рисунке 3.12.

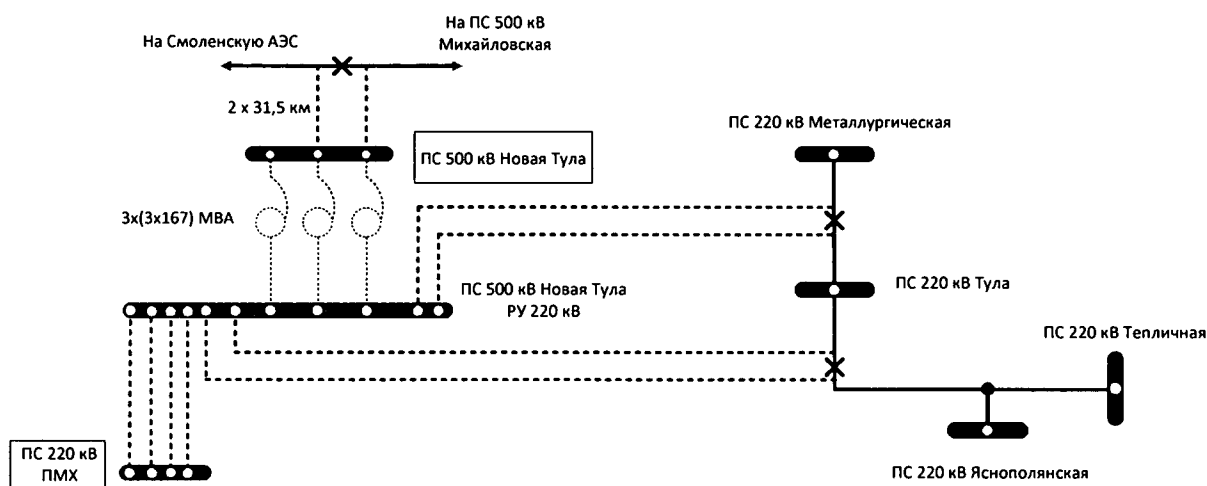


Рисунок 3.12. Схема присоединения ООО УК «ПМХ» по варианту 3

Все указанные выше варианты технических решений по обеспечению схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО УК «ПМХ» носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства 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, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 и

Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2020 № 1195.

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области в ремонтной схеме при нормативном возмущении выявил максимальную токовую перегрузку КВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет – Металлургическая 127% от  $I_{ддтн}$  (544 А).

Для ввода параметров режима в область допустимых значений при подготовке ремонтной схемы предлагается выполнить включение ШСВ 110 кВ на ПС 110 кВ Щегловская (с обязательным отключением выключателя на ПС 110 кВ Щегловская на КВЛ 110 кВ Перекоп – Щегловская с отпайками).

Рассмотренные выше варианты присоединения новых потребителей к сети 220 кВ и выше Тульского энергорайона и соответствующие им технические решения являются предварительными и должны уточняться в рамках процедур технологического присоединения к сети и последующего проектирования.

#### Заокский энергорайон

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Заокскому энергорайону на 2022–2027годы для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.21.

Таблица 3.21. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребления мощности по Тульской области с выделением Заокского энергорайона. Региональный прогноз

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	11,429	12,071	12,697	14,839	16,833	17,345
Собственный максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Совмещенный максимум нагрузки Заокского энергорайона, МВт	108	112	123	123	122	122



В рассматриваемый период 2022-2027 годов в Заокском районе Тульской области планируется реализация мероприятия по технологическому присоединению энергопринимающих устройств ТЭСЭР «Алексин» максимальной мощностью 24,55 МВт.

В качестве основных центров питания ТЭСЭР «Алексин» Заокского энергорайона рассматривались ПС 220 кВ Шипово и шины 110 кВ Алексинской ТЭЦ, предлагается выполнить следующие мероприятия:

- 1) сооружение новой ПС 110 кВ ТЭСЭР Алексин (2x25 МВА);
- 2) сооружение двух новых ВЛ 110 кВ Шипово – ТЭСЭР Алексин и ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – ТЭСЭР Алексин.

С учётом мощности договоров на ТП к 01.01.2027 выявлена загрузка трансформаторов, превышающих длительно допустимые значения в послеаварийных и ремонтных схемах на объектах:

- 1) ПС 110 кВ Заокская;
- 2) ПС 110 кВ Средняя.

Суммарный объем действующих договоров на ТП ПС 110 кВ Заокская на 01.01.2022 и заявок на подключение новых потребителей составляет 22,428 МВт, с учетом коэффициента реализации - 3,94 МВт.

Суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Заокская для регионального сценария составит летом 20,3 МВА, зимой 29,88 МВА.

По данным собственника на ПС 110 кВ Заокская существует возможность перевода нагрузки по сети 35 кВ на ПС Ясногорск в объеме 3,6 МВА.

По данным филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Тулэнерго» планируется в рамках консолидации электросетевых комплексов по договорам аренды объектов незавершенного строительства электросетевого хозяйства получение во временное владение с дальнейшим приобретением от АО «Тульские городские электрические сети» ПС 110 кВ Велес и ПС 35 кВ Велегож для использования в хозяйственной деятельности. На данные ПС планируется перераспределение существующей нагрузки по сети 6–35 кВ с ПС 110 кВ Заокская, без подключения новой нагрузки энергопринимающих устройств.

Суммарный объем действующих договоров на ТП ПС 110 кВ Средняя на 01.01.2022 и заявок на подключение новых потребителей составляет 0,752 МВт с учетом коэффициента реализации – 0,08 МВт.

При коэффициенте реализации объёма мощности по договорам на ТП на 01.01.2022 суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Средняя составит летом 13,04 МВА и зимой 13,59 МВА. В связи с этим на ПС 110 кВ Средняя рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Средняя с увеличением трансформаторной мощности – заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА

(нормативная нагрузочная способность нового трансформатора мощностью 16 МВА в зимний период равна 20 МВА, в летний период – 18,4 МВА).

Участок схемы электрической сети 110 кВ и выше Заокского энергорайона после реконструкции представлен на рисунке 3.13.

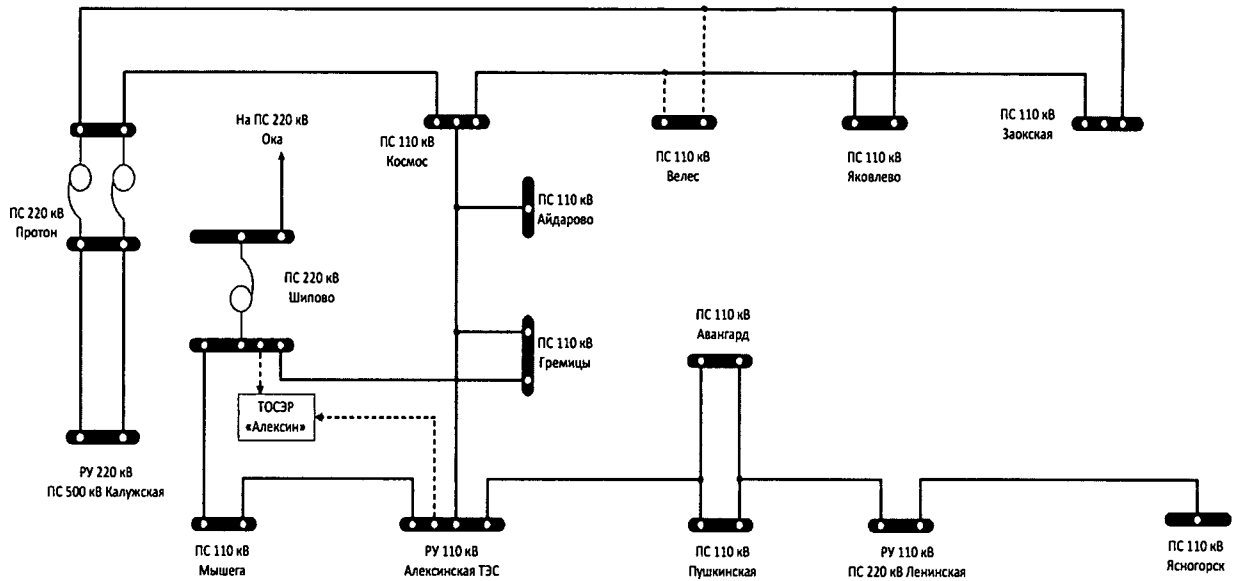


Рисунок 3.13. Участок сети 110 кВ и выше Заокского энергорайона после реконструкции

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Заокском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2022–2027 годов для зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок при различных температурах наружного воздуха токовых перегрузок не выявил.

Уровни напряжения в узлах сети 110–220 кВ энергосистемы Тульской области находятся в диапазоне допустимых значений.

Рассмотренные выше варианты присоединения новых потребителей к сети 220 кВ и выше Заокского энергорайона и соответствующие им технические решения являются предварительными и должны уточняться в рамках процедур технологического присоединения к сети и последующего проектирования.

### Щекинский энергорайон

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Щекинскому энергорайону на 2022-2027 годы для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.22.

Таблица 3.22. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребления мощности по Тульской области с выделением Щекинского энергорайона. Региональный прогноз

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	11,429	12,071	12,697	14,839	16,833	17,345
Максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Совмещенный максимум нагрузки Щекинского энергорайона, МВт	355	358	377	391	395	407

Согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение планируется прирост нагрузки АО «Щекиноазот» на 40 МВт с 2022 г. В связи с растущей нагрузкой АО «Щекиноазот» реализуется ввод новой ПС 110 кВ Карбамид с установкой двух трансформаторов мощностью по 60 МВА и сооружением двух КЛ 110 кВ на ПС 220 кВ Яснополянская с расширением ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская на две линейные ячейки.

Также согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение планируется прирост нагрузки ООО «ГРЭС-ПАРК «Советск» на 49,5 МВт с 2024 г. Выполнение присоединения энергопринимающих устройств потребителя планируется на сооружаемой новой линейной ячейке 13,8 кВ в ГРУ 13,8 кВ Щекинской ГРЭС.

С 2018 года на территории Щекинского района сооружается ООО Тепличный комплекс «Тульский», который увеличивает потребление Щекинского района на 150 МВт, потребление за 2021 год составило 38 МВт.

Для обеспечения надежного электроснабжения ООО Тепличный комплекс «Тульский» в 2020 году введена в эксплуатацию ПС 220 кВ Тепличная с трансформаторной мощностью 1х80 МВА (устанавливается второй трансформатор мощностью 80 МВА с выходом на общую мощность 160 МВА (2х80 МВА) и сооружены заходы от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 220 кВ Тепличная длиной 2х1 км, выполненные проводом АС-400.

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области для режимов зимних и летних минимальных нагрузок при различных температурах наружного воздуха по региональному прогнозу в период 2022-2027 годов выявил максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования при нормативном возмущении в ремонтной схеме:

ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово (участок ВЛ 110 кВ Плавск – отпайка на ПС Скуратово) 150% от  $I_{ддтн}$  (300 А);

ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка (участок ВЛ 110 кВ Плавск – отпайка на ПС Смычка) 150% от  $I_{ддтн}$  (300 А);

ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка (участок ВЛ 110 кВ Плавск – отпайка на ПС Смычка) 126% от  $I_{ддтн}$  (300 А);

ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками (участок ВЛ 110 кВ Плавск – отпайка на ПС Скуратово) 150% от  $I_{ддтн}$  (300 А).

Для предотвращения появления токовых перегрузок транзита 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск – Чернь и 110 кВ Лазарево – Плавск – Мценск, исходя из схемно-режимной ситуации, рекомендуется в ремонтных схемах одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Чернь – Плавск с отпайкой на Скуратово и ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками со стороны ПС 110 кВ Плавск.

Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

### Новомосковский энергорайон

На территории Новомосковского энергорайона Тульской области расположен крупнейший потребитель электроэнергии АО «НАК «АЗОТ», второй по объемам выпуска российский производитель азотных удобрений и аммиака.

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Новомосковскому энергорайону на 2022-2027 годы для регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.23.

Таблица 3.23. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребление мощности по Тульской области с выделением Новомосковского энергорайона. Региональный прогноз

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	11,429	12,071	12,697	14,839	16,833	17,345
Собственный максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Совмещенный максимум нагрузки Новомосковского энергорайона, МВт	338	378	404	441	450	461

В соответствии с техническими условиями от 07.05.2019 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «РЖД» на территории Новомосковского энергорайона в 2025 года предполагается сооружение тяговой ПС 220 кВ Арсенал (2x40 МВА) максимальной мощностью нагрузки 20,7 МВт, присоединяемой к энергосистеме заходами 220 кВ от ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая.

В соответствии с техническими условиями от 16.11.2021 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «РЖД» на территории Новомосковского энергорайона в 2025 году предполагается сооружение тяговой ПС 110 кВ Данилово (2x40 МВА) с максимальной мощностью нагрузки 22,635 МВт, присоединяемой к энергосистеме заходами 110 кВ от ВЛ 110 кВ Узловая – Северная.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников индустриального парка «Узловая» и ОЭЗ ППТ «Узловая» (МО Каменецкое, Узловский район, возможный рост нагрузки к 2027 году до 142,87 МВт) в настоящее время введены в эксплуатацию ПС 110 кВ Индустриальная трансформаторной мощностью 2x125 МВА и две КВЛ 110 кВ Северная – Индустриальная № 1 и КВЛ 110 кВ Северная – Индустриальная № 2 длиной по 7,2 км.

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Новомосковском энергорайоне энергосистемы Тульской области при нормативном возмущении в схемах ремонта выявил максимальные токовые загрузки следующего электросетевого оборудования:

МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2023–2024 годов);

МВ 1, МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2025–2027 годов) 136% от  $I_{ддтн}$  (1000 А);

МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая 126% от  $I_{ддтн}$  (1000 А);

ВЛ 220 кВ Северная – Химическая 126% от  $I_{ддтн}$  (1000 А);

ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская 103% от  $I_{ддтн}$  (1000 А);

МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая 114% от  $I_{ддтн}$  (1000 А);

- ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая 114% от  $I_{ддтн}$  (1000 А).

Перегрузки ликвидируются действием АОПО МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая с управляющим воздействием на отключение МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (АОПО устанавливается в рамках обеспечения технологического присоединения потребителей ООО «ГРЭС-ПАРК «Советск»).

Ликвидации токовых перегрузок ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая, МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая в ремонтных схемах рекомендуется выполнение в качестве превентивного схемно-режимного мероприятия изменение топологии сети путем включения 1 СШ 220 кВ и 2 СШ 220 кВ Новомосковской ГРЭС на отдельную работу.

Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

При работе Щекинской ГРЭС одним блоком (блока 2 200 МВт) в зимний максимум нагрузки 2025 года при температуре наружного воздуха минус 24 °С при нормативном возмущении в нормальной схеме выявлены токовые перегрузки ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская. При отключении ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал максимальная токовая нагрузка составляет 1092 А или 109 % от АДТН 1000 А. Для ввода параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений было рассмотрено выполнение в качестве превентивного схемно-режимного мероприятия изменение топологии сети путем включения 1 СШ 220 кВ и 2 СШ 220 кВ Новомосковской ГРЭС на отдельную работу. Данное мероприятие позволяет снять выявлены токовые перегрузки ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская при нормативном возмущении в нормальной схеме в период 2025 года.

#### Суворовский энергорайон

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Суворовскому энергорайону на 2022-2027 годы для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.24.

Таблица 3.24. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребление мощности по Тульской области с выделением Суворовского энергорайона. Региональный прогноз

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	11,429	12,071	12,697	14,839	16,833	17,345
Собственный максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Совмещенный максимум нагрузки Суворовского энергорайона, МВт	89	89	91	91	91	91

Мероприятия по развитию электросетей Суворовского энергорайона в рамках регионального сценария развития соответствуют мероприятиям, предложенным в рамках базового сценария развития.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Суворовском энергорайоне Тульской области токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявил. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

### Энергорайон Люторичи и Бегичево

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по энергорайону Люторичи и Бегичево на период 2022-2027 годов для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.25.

Таблица 3.25. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребления мощности по Тульской области с выделением энергорайона Люторичи и Бегичево. Региональный прогноз

Наименование показателя	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	11,429	12,071	12,697	14,839	16,833	17,345
Собственный максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1796	1894	2000	2326	2669	2749
Совмещенный максимум нагрузки энергорайона Люторичи и Бегичево, МВт	186	187	191	191	189	189

Мероприятия по развитию электросетей энергорайона Люторичи и Бегичево в рамках регионального сценария развития соответствуют мероприятиям, предложенным в рамках базового сценария развития. Для предотвращения недопустимой токовой загрузки ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи и ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево, выявленной при нормативном возмущении в ремонтных схемах является размыкание транзита 110 кВ между ПС 220 кВ Бегичево и ПС 220 кВ Люторичи (одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи со стороны ПС 220 кВ Люторичи).

При работе Щекинской ГРЭС одним блоком (блока 2 200 МВт) в период 2025–2027 годов при нормативном возмущении в ремонтной схеме выявлены токовые перегрузки следующих элементов сети:

МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая;  
МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая;  
ВЛ 220 кВ Северная – Химическая;  
МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая;  
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая;  
МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая;  
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская;  
ВЛ 110 кВ Ушаково – Люторичи;  
ВЛ 110 кВ Ушаково – Бегичево.

Для ввода параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений рекомендуются в качестве превентивных следующие схемно-режимные мероприятия:

включение 1 СШ 220 кВ и 2 СШ 220 кВ Новомосковской ГРЭС на отдельную работу;

одностороннее отключение на ПС 220 кВ Северная ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 1 с отпайкой на ПС Металлургическую;

размыкание транзита с энергосистемой Орловской области по ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево и ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Смычка;

отключение ШСВ 220 кВ на ПС 220 кВ Тула;

работа Черепетской ГРЭС двумя блоками по 225 МВт на полную мощность;

отключение ШСВ 110 кВ на ПС 110 кВ Ясногорск;

отключение В 110 кВ Т-33 на Алексинской ТЭЦ;

отключение АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово;

включение ШСВ 110 кВ ПС 110 кВ Доробино;

отключение части нагрузки ТЭСЭР Ефремов;

отключение части нагрузки ООО «ГРЭС-Парк «Советск» действием АОПО ВЛ 220 кВ Северная – Химическая, АОПО ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Пушкинская с отпайкой на Авангард;

работа АОПО МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая с управляющим воздействием на отключение на ПС 220 кВ Химическая МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая.

#### Мероприятия по организации электроснабжения объектов нового жилищного строительства

В Ефремовском энергорайоне ведется жилищное строительство. Суммарная мощность предполагаемых заявителей на подключение новых



объектов жилищного строительства составляет порядка 16 МВт. Планируется создание следующего микрорайона жилой застройки:

жилая застройка на земельных участках Ефремовского района, Ясеновской с/о и п.Восточный. Максимальная мощность – 16 МВт. Электроснабжение планируется выполнить от новой ПС 110 кВ ТОСЭР Ефремов (2x80 МВА).

В Тульском энергорайоне суммарная мощность предполагаемых заявителей на подключение новых объектов жилищного строительства составляет порядка 48 МВт. Планируется создание следующих крупных микрорайонов жилой застройки:

1) территория комплексного развития «Новая Тула», Тульская область, Ленинский район, д. Нижняя Китаевка. Максимальная мощность – 8,86 МВт. Электроснабжение планируется выполнить от ПС 110 кВ Южная (3x25 МВА);

2) застройщик АО «Внешстрой» микрорайон «Красные ворота», г. Тула, Зареченский район, пересечение Московского шоссе и ул. Ключевая. Максимальная мощность – 13,67 МВт. Электроснабжение предлагается осуществлять от ПС 110 кВ Медвенка (2x16 МВА) и ПС 110 кВ Рождественская (2x16 МВА);

3) 1-ый Юго-Восточный микрорайон, г. Тула, Центральный район, 1-й Юго-Восточный микрорайон. Максимальная мощность – 7,8 МВт. Электроснабжение предлагается осуществлять от ПС 110 кВ Перекоп (Т-1 – 63 МВА, Т-2 – 60 МВА);

4) жилая застройка в Ленинском районе Тульской области (с.п. Ильинское, с. Осиновая гора). Максимальная мощность – 17,2 МВт. Электроснабжение предлагается осуществлять от ПС 110 кВ Стечкин (2x40 МВА), ПС 110 кВ Южная (3x25 МВА) и ПС 110 кВ Рождественская (2x16 МВА).

Центры питания вышеуказанных потребителей должны быть уточнены в рамках процедуры технологического присоединения к сетям.

На основании проведенного в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электрической энергии и мощности на период 2022-2027 сделаны следующие выводы:

1) прогнозный прирост максимума нагрузки в энергосистеме Тульской области к 2027 году составляет 1070 МВт по отношению к факту 2021 года, при этом основная его часть приходится на Щекинский, Новомосковский и Ефремовский энергорайоны;

2) суммарная мощность выведенного из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период

2017-2021 годов составила 986 МВт. В региональном прогнозе суммарная установленная мощность электростанций в 2027 году составит 1573,3 МВт, за счет вывода из эксплуатации турбины ПР-12/90/15/7 (ТГ-2 мощностью 12 МВт) и турбины Т-29(50)-90/2 (ТГ-3 мощностью 29 МВт) Алексинской ТЭЦ;

3) для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП необходимо выполнить схемно-режимные мероприятия по изменению топологии сети и обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме;

4) при работе Щекинской ГРЭС одним блоком (блок 2 мощностью 200 МВт) рекомендуется выполнение дополнительных схемно-режимных мероприятий по изменению топологии сети, а также отключение нагрузки новых потребителей действием ПА;

4) отмечена необходимость электросетевого строительства в Заокском, Тульском, Новомосковском, Щекинском и Ефремовском энергорайонах Тульской области;

5) отмечено превышение длительно допустимой загрузки трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах в Заокском энергорайоне энергосистемы Тульской области на ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя;

6) мероприятия по электросетевому строительству носят предварительный характер. Необходимость реализации указанных мероприятий, итоговый вариант и сроки строительства 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, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 и Правилами разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.12.2020 № 1195;

7) разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2022-2027 годы (таблица 3.29), выполнение которых необходимо

для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), исключения неудовлетворительного технического состояния объектов, а также для обеспечения надёжного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Тульской области на 2022-2027 годы в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности.

### **3.6. Анализ схемы внешнего электроснабжения ПС 110 кВ Велес**

В рамках консолидации электросетевых комплексов по договорам аренды объектов незавершенного строительства электросетевого хозяйства филиал ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» планирует приобретение во временное владение с дальнейшим приобретением от АО «Тульские городские электрические сети» ПС 110 кВ Велес и ПС 35 кВ Велегож для использования в хозяйственной деятельности, с целью перераспределения существующей нагрузки по сети 6-35 кВ без подключения новой нагрузки энергопринимающих устройств.

ПС 110 кВ Велес располагается в Тульской области, Заокский район, 400 м севернее д. Искань.

В соответствии с техническими решениями работы по титулу «Заокский р-н, Тульская область, ПС 110/35/10 кВ Велес» на ПС 110 кВ устанавливается два трансформатора общей мощностью 32 МВА (2х16 МВА). Присоединение ПС 110 кВ Велес планируется путем сооружения отпаяк от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево (2х0,2 км). На данный момент к ПС 110 кВ Велес не подключены потребители.

Однолинейная схема ПС 110 кВ Велес представлена на рисунке 3.14.

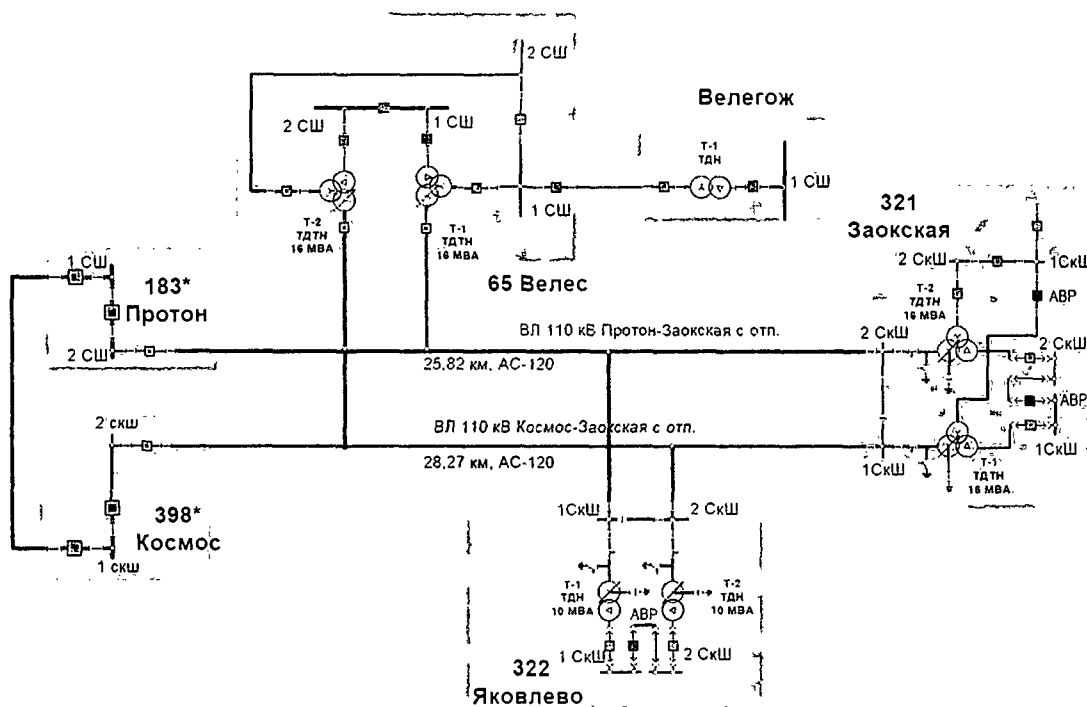


Рисунок 3.14. Однолинейная схема подключения ПС 110 кВ Велес

Перевод нагрузки в объеме не менее 5,3 МВА в базовом варианте прогноза спроса на электроэнергию и мощность и 7,14 МВА в региональном варианте с ПС 110 кВ Заокская на ПС 110 кВ Велес позволит снизить загрузку трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Заокская в ПАР ниже длительно допустимой нагрузки (18,7 МВА), что позволит исключить мероприятия по замене трансформаторов на ПС 110 кВ Заокская с 2х16 МВА на 2х25 МВА. Суммарная величина нагрузки ПС 110 кВ Заокская составит при этом не более 18,7 МВА.

Участок схемы электрической сети 110 кВ и выше Заокского энергорайона с учетом подключения ПС 110 кВ Велес представлен на рисунке 3.15.

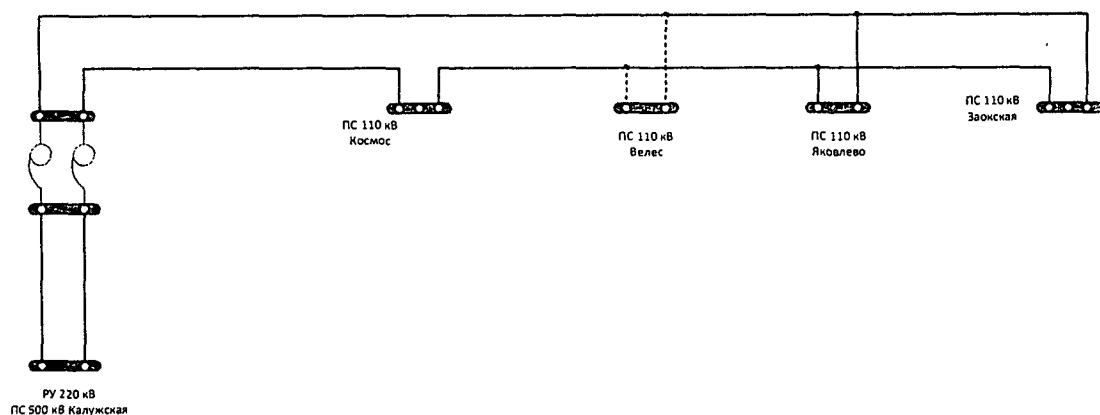


Рисунок 3.15. Участок схемы электрической сети 110 кВ и выше Заокского энергорайона с учетом подключения ПС 110 кВ Велес

Ввод в работу ПС 110 кВ Велес не приведет к изменению перетоков мощности по воздушной ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и не повлияет на режим работы ПС 220 кВ Протон, принадлежащей НИЦ «Курчатовский институт».

Было выполнено технико-экономическое сравнение вариантов (вариант 1: реконструкция ПС 110/35/10 Заокская с заменой трансформаторов 2х16 МВА на трансформаторы напряжением 110/35/10 мощностью 2х25 МВА; вариант 2: подключение ПС 110 кВ Велес трансформаторной мощностью 32 МВА (2х16 МВА) с сооружения отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево).

Результаты технико-экономического сравнения представлены в таблице 3.26.

Таблица 3.26. Результаты технико-экономического сравнение вариантов

Наименование	Вариант 1	Вариант 2
Капитальные затраты, млн руб.	136,38	4,50
То же в %	3031%	100%
Расходы по эксплуатации и обслуживанию объектов (без амортизации) за расчетный период, млн руб.	120,70	0,54
Суммарные дисконтированные затраты, млн руб.	174,94	4,33
То же в %	4040%	100%

По результатам выполнения технико-экономического сравнения рекомендуется ввод в работу ПС 110 кВ Велес (2х16 МВА) с подключением отпайками от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево (2х0,2 км).

### 3.7. Анализ эффективности и перспективы эксплуатации ПС 110 кВ Олень

ПС 110 кВ Олень располагается в Тульской области, Киреевский район, с. Дедилово, территория АО «Киреевский завод легких металлоконструкций».

Приобретение ПАО «Россети Центр и Приволжье» оборудование ПС 110 кВ Олень у ООО «Спецэнергомаш» планируется путем заключения прямого договора купли-продажи.

ПС 110 кВ Олень подключена к сетям 110 кВ энергосистемы Тульской области по двум тупиковым ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Труново.

На ПС 110 кВ установлены два трансформатора мощностью по 16 МВА, год ввода Т-1 197 год (срок службы 49 лет), Т-2 – 1970 год (срок службы 52 года).

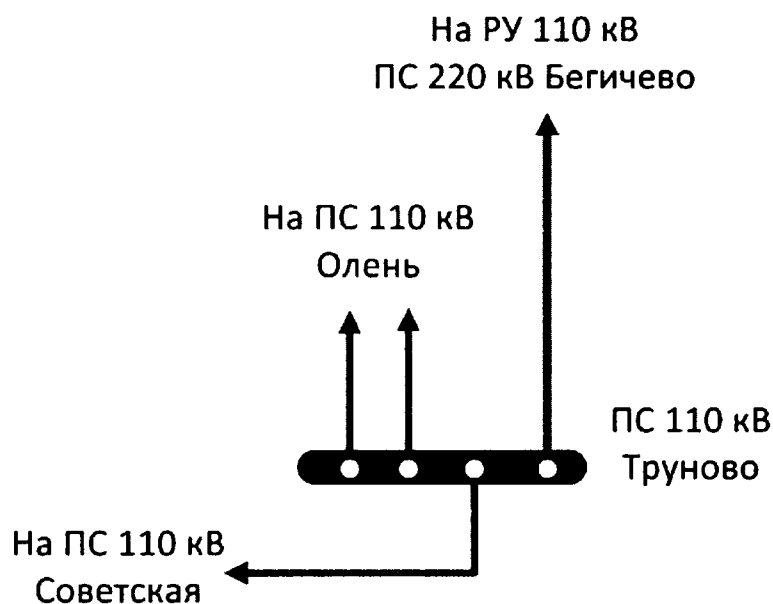


Рисунок 3.16. Однолинейная схема ПС 110 кВ Олень

По данным филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» состояние имущественного комплекса: техническое состояние объектов электросетевого хозяйства «удовлетворительное», усреднённый индекс технического состояния консолидируемого электросетевого имущества составляет 50.

К ПС 110 кВ Олень осуществлено технологическое присоединение нескольких крупных потребителей на территории АО «КЗЛМК»:

ООО ПМП «Протон» - максимальная мощность – 0,5 кВт.

ООО «Проффинсервис» - максимальная мощность – 3 МВт.

ЗАО «Искусственный мех» - максимальная мощность – 1,05 МВт.

ООО «Спецэнергомаш» - максимальная мощность – 6,3 МВт.

Кроме того, от ПС 110 кВ Олень осуществляется электроснабжение бытовых и социально значимых потребителей города Киреевск и Киреевского района (общая мощность, необходимая для обеспечения энергоснабжения составляет около 2 МВт).

Максимальная загрузка подстанции в режимный день 2021 года составляла в зимний период 1,41 МВА (температура наружного воздуха - 2,3 °С).

Длительно допустимая нагрузка трансформаторов на ПС 110 кВ Олень зимой составляет 18,58 МВА (1,1615 о.е.).

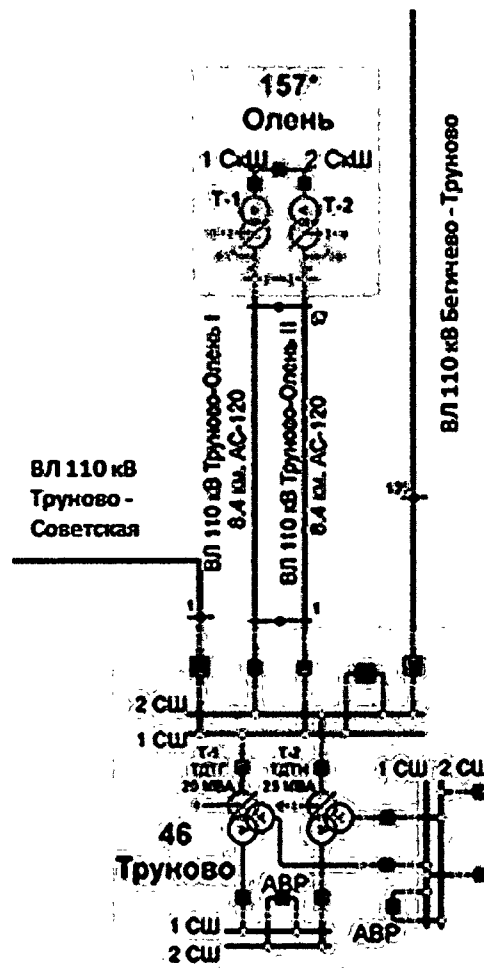


Рисунок 3.17. Участок схемы электрической сети 110 кВ в районе ПС 110 кВ Олень

Реализация сделки по приобретению ПС 110 кВ Олень в собственность филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» целесообразна в связи с достижением следующих целей:

обеспечение промышленного и социального развития Киреевского района Тульского региона;

создание возможности по переводу части нагрузок на ПС 110 кВ Олень с освобождением дополнительной мощности для осуществления технологического присоединения потенциальных потребителей.

По данным филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» после перехода ПС 110 кВ Олень в собственность ПАО «Россети Центр и Приволжье» такие предприятия как ООО «Техносвар» (1,5 МВт), ООО «Приокские заводы» (1 МВт), ООО «Инженерные системы» (1,5 МВт), ООО «Киреевский Солепромысел» (4,5 МВт), ООО «Проффинсервис» (1 МВт) и ООО «Спецэнергомаш» (1 МВт) готовы подать заявку на технологическое присоединение энергопринимающих устройств мощностью более 10 МВт.

### **3.8. Расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2027 года**

Для определения уровней токов короткого замыкания, выявления требующего замены коммутационного оборудования, а также подготовки предложений по мероприятиям по ограничению токов короткого замыкания выполнены расчеты трехфазного и однофазного коротких замыканий.

Была проведена проверка отключающей способности выключателей сети на этапе 2022-2027 годов для базового и регионального прогнозов потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Тульской области.

Для базового и регионального прогнозов потребления электроэнергии и мощности расчетные токи КЗ не превышают отключающую способность установленных выключателей при существующих точках деления сети.

### **3.9. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2027 года**

Анализ уровней напряжения показывает, что при использовании имеющихся средств регулирования напряжения (коэффициентов трансформации и уставок по напряжению на генераторах электростанций) напряжения в сети 110–220 кВ во всех режимах находятся в допустимых пределах – не выше наибольшего рабочего напряжения и не ниже критического напряжения с учетом коэффициента запаса по напряжению в узле нагрузки.

В рамках базового и регионального прогнозов потребления электрической энергии и мощности уровни напряжения на шинах ПС 110 кВ и выше в энергосистеме Тульской области во всех рассмотренных, в том числе и в наиболее тяжёлых послеаварийных режимах, находятся в диапазоне допустимых значений и применение устройств СКРМ в энергосистеме Тульской области на перспективном этапе 2022-2027 не требуется.

Необходимость, место установки, объём и мощность дополнительных устройств СКРМ должны уточняться и определяться на этапе подключения новых крупных потребителей к сети.

### **3.10. Мероприятия, направленные на снижение износа энергетической инфраструктуры энергосистемы Тульской области**

Анализ возрастной структуры электросетевого оборудования электроэнергетического комплекса энергосистемы Тульской области показал следующее:



1) ВЛ 220 кВ со сроком службы более 30 лет составляют около 98% от общей протяженности ВЛ 220 кВ;

2) АТ 220/110 кВ со сроком службы более 25 лет составляют 83,3%;

3) ВЛ 110 кВ со сроком службы более 30 лет составляют около 90%;

4) трансформаторы филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» со сроком службы более 25 лет составляют около 79,9%.

Таким образом, электросетевое оборудование имеет значительный срок эксплуатации, что увеличивает вероятность отказа электрооборудования энергосистемы Тульской области и, как следствие, снижение надежности электроснабжения потребителей.

Основной проблемой текущего состояния энергосистемы Тульской области является наличие в отдельных частях энергосистемы значительного физического износа объектов электросетевого хозяйства.

Сводные сведения об износе объектов электросетевого хозяйства по состоянию на 01.01.2022 по сетевым предприятиям Тульской области приведены в таблице 3.27.

Таблица 3.27. Сведения об износе объектов электросетевого хозяйства по состоянию на 01.01.2022 по сетевым предприятиям Тульской области, %

Группы основных средств	Наименование предприятия						
	Приокское ПМЭС	Филиал «Тулэнерго»	АО «ТЭС»	ОАО «ШТЭС»	ООО «Энергосеть»	ООО «Пром-ЭнергоСбыт»	АО «АЭСК»
Всего износ основных средств,%, в том числе	-	61,5	44,97	46	72	65	41,3
ВЛ 220 кВ	29	-	-	-	-	-	-
ЛЭП 110 кВ	-	55,91	-	-	89	-	-
ЛЭП 35 кВ	-	70,46	-	-	-	-	-
ЛЭП 6-10 кВ (ВЛ/КЛ)	-	66,76	-	46,1/48,0	78/76	70/67	41,5/13,5
ЛЭП 0,4 кВ (ВЛ/КЛ)	-	56,3	47,58/37,06	64,2/48	79/90	79/79	39/39
ПС 220 кВ	79	-	-	-	-	-	-
ПС 35-110 кВ	-	68,67-73,67	-	-	-	-	-
ТП-РП 6-10/0,4 кВ	-	57,33-75,31	-	-	-	-	-

С целью снижения величины износа оборудования и поддержания электросетевого оборудования в технически исправном состоянии рекомендуется осуществление своевременного планового и текущего ремонта оборудования, организация капитального ремонта наиболее изношенных и наиболее загруженных элементов сети, реновация оборудования, имеющего большой моральный и физический износ.

В настоящий момент все вышеуказанное оборудование является технически исправными и пригодными к эксплуатации. При этом необходимо отметить, что при значительном сроке службы электросетевого оборудования увеличивается вероятность его отказа и, как следствие, снижение надежности электроснабжения потребителей.

### **3.11. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области**

Перечни реализуемых и перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области сформированы на основании расчетов электрических режимов и разделены в соответствии со сценариями развития региональной энергетики, соответствующими базовому (таблица 3.21) и региональному (таблица 3.22) прогнозам потребления электрической энергии и мощности. Данные проекты (мероприятия) выполняются с целью ликвидации выявленных перегрузок элементов сети, создания дополнительной возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей.

Для каждого из рассматриваемых сценариев развития энергосистемы Тульской области выполнена оценка капитальных вложений в их реализацию по сборнику «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-750 кВ», утвержденному приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09 июля 2012 г. № 385, внесенному приказом Минстроя России от 06.10.2014 № 5697/пр в Федеральный реестр сметных нормативов, подлежащих применению при определении сметной стоимости объектов капитального строительства, строительство которых финансируется с привлечением средств федерального бюджета. Стоимость на реализацию мероприятий определена в ценах в ценах 2021 года без учета НДС.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на период 2022-2027 годов не выявил необходимости в корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ относительно сроков, рекомендованных в схеме и программе развития ЕЭС России на семилетний период в актуальной редакции.

Таблица 3.28. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2022-2027 годы в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта до реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Характеристика объекта после реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн. руб. (с НДС)*
1	2	3	4	5	6	7
<b>Мероприятия, выполняемые в соответствии с проектом СиПР ЭЭС России на 2021-2027 годы</b>						
1. Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА	-	1x80 МВА	2022	Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ТК «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	322,86*
Строительство ПС 220 кВ Арсенал с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый (2x40 МВА)	-	2x40 МВА	2025	Технические условия от 07.05.2019 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1401,08*
2. Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2x3,5 км)	-	2x3,5 км	2025		ПАО «ФСК ЕЭС»	213,03*
<b>Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов 220 кВ</b>						
3. Реконструкция ОРУ-220 кВ (схема № 220-7 Четырехугольник) ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	2023**	Увеличение надежности	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	348,75
<b>Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей</b>						
4. Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская - Карбамид	-	2x60 МВА, 2x3 км	2022	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок АО «Щекиноазот»	АО «Щекиноазот»	783,89
Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская на две линейные ячейки					ПАО «ФСК ЕЭС»	
<b>Мероприятия, рекомендуемые для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений</b>						
5. Подключение ПС 110 кВ Велес трансформаторной мощностью 32 МВА (2x16 МВА) с сооружения отпайки от ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево 0,4 км (2x0,2 км)	-	2x0,2	2022	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	5,4
6. Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	1x10 МВА	1x16 МВА	2022			59,63
<b>Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ (без увеличения пропускной способности)</b>						
7. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	0,8 км	0,8 км	2023	Акт технического освидетельствования от 30.05.2020	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	1,84*
8. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово- Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная	26,85 км	26,85 км	2027	Акт технического освидетельствования от 18.10.2019		357,84*
9. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей	20,0 км	20,0 км	2023	Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 30.10.2018		170,15*

1	2	3	4	5	6	7
10. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор № 105-163А	8,7 км	8,7 км	2023	Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 30.10.2018		68,24*
11. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	29,44 км	29,44 км	2023	Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 30.10.2018		303,72*
12. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская	21 км	21 км	2023	Акт технического освидетельствования от 28.01.2020		219,35*
13. Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево	12,0 км	12,0 км	2025	Акт технического освидетельствования от 06.09.2019		142,04*
14. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30,0 км	30,0 км	2027	Акт технического освидетельствования от 20.09.2019		277,2*
15. Реконструкция ВЛ 110 кВ Узловая – Северная	14,59 км	14,59 км	2026	Акт технического освидетельствования от 27.09.2019		221,72*

\* Указана полная стоимость строительства в прогнозных ценах соответствующих лет (млн руб. с НДС) в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2022-2028/ с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. приказом Минэнерго России №35@ от 28.12.2021)/ с Инвестиционной программой ПАО «Россети Центр и Приволжье» (утв. приказом Минэнерго России №24@ от 22.12.2021).

\*\* Ввод под напряжение предполагается выполнить в 2022 году, закрытие инвестиционного проекта предполагается в 2023 году.

Таблица 3.29. Перечень перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2022-2027 годы в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта до реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Характеристика объекта после реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Краткое обоснование необходимости реализации мероприятия	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн. руб. (без НДС)*
1	2	3	4	5	6	7
<b>Мероприятия, выполняемые в соответствии с проектом СИПР ЭЭС России на 2021-2027 годы</b>						
1. Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА (1х80 МВА)	-	1х80 МВА	2022	Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО »ТК «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	322,86*
Строительство ПС 220 кВ Арсенал с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	-	2х40 МВА	2025	Технические условия от 07.05.2019 на технологическое присоединение электроустановок ОАО »РЖД»	ОАО «РЖД»	1401,08*
2. Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2х3,5 км)	-	2х3,5 км	2025		ПАО «ФСК ЭЭС»	213,03*
<b>Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов 220 кВ</b>						
3. Реконструкция ОРУ-220 кВ (схема № 220-7 Четырехугольник) ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	2023**	Увеличение надежности	ПАО «ФСК ЭЭС»	348,75*
<b>Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей</b>						
4. Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид	-	2х60 МВА 2х03 км	2022	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок АО «Щекиноазот»	АО «Щекиноазот»	783,89
Расширение ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская на две линейные ячейки					ПАО «ФСК ЭЭС»	
5. Строительство ПС 110 кВ ТОСЭР Алексин с установкой двух Т 110/10 кВ и ВЛ 110 кВ Шипово – ТОСЭР Алексин, ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – ТОСЭР Алексин***	-	2х25 МВА 5 км 5 км	2022	Технологическое присоединение новых потребителей территории опережающего социально-экономического развития «Алексин»	Сторона в соответствии с условиями договора на ТП	717,54
6. Строительство ПС 110 кВ Данилово и двух заходов в рассечку ВЛ 110 кВ Узловая – Северная	-	2х40 МВА, 2х7 км	2025	Технологическое присоединение новых потребителей ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	716,07
7. Строительство ПС 110 кВ Непрядва, отпайки ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей на ПС 110 кВ Непрядва и отпайки ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками на ПС 110 кВ Непрядва	-	2х40 МВА, 2х3,5 км	2025		ОАО «РЖД»	590,30
8. Строительство ПС 110 кВ Любашёвка, отпайки ВЛ 110 кВ Ефремов – Глюкозная №1 с отпайкой на ПС Компрессорная на ПС 110 кВ Любашевка и отпайки КВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Звезда с отпайкой на ПС Глюкозная на ПС 110 кВ Любашевка	-	2х40 МВА, 1х4,5 км 1х3,5	2025		ОАО «РЖД»	602,22

1	2	3	45	5	6	7
9. Реконструкция существующих ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка и ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка с образованием ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск - Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево и реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Смычка с установкой двух линейных выключателей вновь образованных ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Смычка и ВЛ 110 кВ Плавск - Смычка	-	-	2025		ПАО «Россети Центр и Приволжье»	85,51
10. Установка на ПС 220 кВ Химическая АОПО МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая с управляющим воздействием на отключение на ПС 220 кВ Химическая МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая	-	-	2024	Технологическое присоединение новых потребителей «ГРЭС-ПАРК «Советск»	ООО «Щекинская ГРЭС»	3,41
11. Установка на ПС 220 кВ Люторичи АОПО ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи с управляющим воздействием на отключение на ПС 220 кВ Люторичи ЭВ ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	-	-	2024			3,41
12. Установка на ПС 220 кВ Химическая АОПО ВЛ 220 кВ Северная - Химическая с отпайкой на блок 1 с управляющим воздействием на отключение нагрузки Заявителя	-	-	2024			3,41
13. Установка на Щекинской ГРЭС АОПО ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1 с управляющим воздействием на отключение нагрузки Заявителя	-	-	2024			3,41
14. Установка на Алексинской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Пушкинская с отпайкой на ПС Авангард с управляющим воздействием на отключение нагрузки Заявителя	-	-	2024			3,41
<b>Мероприятия, рекомендуемые для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений</b>						
15. Подключение ПС 110 кВ Велес трансформаторной мощностью 32 МВА (2x16 МВА) с сооружения отпаек от ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево 0,4 км (2x0,2 км)	-	2x0,2 км	2022	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	5,4
16. Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	1x10 МВА	1x16 МВА	2022			59,63
<b>Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ (без увеличения пропускной способности)</b>						
17. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	0,8 км	0,8 км	2023	Акт технического освидетельствования от 30.05.2020	ПАО «Россети Центр и Приволжье»	1,85*
18. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово- Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная	26,85 км	26,85 км	2027	Акт технического освидетельствования от 18.10.2019		357,84*
19. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	20,0 км	20,0 км	2023	Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 30.10.2018		170,15*
20. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор № 105-163А	8,7 км	8,7 км	2023	Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 30.10.2018		68,24*
21. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	29,44 км	29,44 км	2023	Акт №1 расследования причин аварии, произошедшей 30.10.2018		303,72*
22. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново - Советская	21,0 км	21,0 км	2023	Акт технического освидетельствования от 28.01.2020		219,35*
23. Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Лазарево	12,0 км	12,0 км	2025	Акт технического освидетельствования от 06.09.2019		142,04*

1	2	3	45	5	6	7
24. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30,0 км	30,0 км	2027	Акт технического освидетельствования от 20.09.2019		277,2*
25. Реконструкция ВЛ 110 кВ Узловая – Северная	14,59 км	14,59 км	2026	Акт технического освидетельствования от 27.09.2019		221,72*

\* Указана полная стоимость строительства в прогнозных ценах соответствующих лет (млн руб. с НДС) в соответствии с проектом СиПР ЕЭС 2022-2028/ с Инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» (утв. приказом Минэнерго России №35@ от 28.12.2021)/ с Инвестиционной программой ПАО «Россети Центр и Приволжье» (утв. приказом Минэнерго России №24@ от 22.12.2021).

\*\* Ввод под напряжение предполагается выполнить в 2022 году, закрытие инвестиционного проекта предполагается в 2023 году.

\*\*\* Представленные технические решения являются предварительными и должны быть уточнены на стадии технологического присоединения.

### **3.12. Плановые значения показателя надежности услуг по передаче электрической энергии, оказываемых территориальными сетевыми организациями, действующими на территории Тульской области**

В Тульской области плановые значения показателей уровня надежности и уровня качества услуги по передаче электрической энергии, оказываемой сетевой организацией Тульской области, на 2018-2022 годы, установлены постановлением комитета Тульской области по тарифам от 27.10.2016 № 39/4.

В отношении филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» значения показателя уровня надежности оказываемых услуг, определяемые средней продолжительностью прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг электросетевой организации в течение расчетного периода, следующие:

2018 год – 0,0358;

2019 год – 0,0352;

2020 год – 0,0347;

2021 год – 0,0342;

2022 год – 0,0337.

### **3.13. Развитие источников генерации Тульской области на 2022–2027 годы**

На период с 2022 года по 2027 год изменения установленной мощности в энергосистеме Тульской области в базовом сценарии не планируются, установленная мощность в 2027 году сохранится на уровне отчетного 2021 года и составит 1614,3 МВт.

В результате реализации намеченного развития генерирующих мощностей установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области в региональном варианте в 2027 году составит 1573,3 МВт.

Перечень существующих и планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2027 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности приведён в приложении № 1 к Схеме и программе развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы.

#### **3.13.1. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2027 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности**



На период с 2022 года по 2027 год изменения установленной мощности в энергосистеме Тульской области не планируются.

Анализ результатов расчета электроэнергетических режимов показал, что для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП, необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме.

### **3.13.2. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2027 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности**

За счет вывода из эксплуатации турбины ПР-12/90/15/7 (ТГ-2 мощностью 12 МВт) и турбины Т-29(50)-90/2 (ТГ-3 мощностью 29 МВт) Алексинской ТЭЦ в 2023 году установленной мощности в энергосистеме Тульской области в 2027 году составит 1573,3 МВт.

Анализ результатов расчета электроэнергетических режимов показал, что для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП, необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме.

### **3.13.3. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2027 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности**

По информации филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» планируется ввод в эксплуатацию в 2023 году паро-водогрейной котельной Алексинской ТЭЦ установленной тепловой мощностью 170 Гкал/ч. На Ефремовской ТЭЦ филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» планируется проведение мероприятий по повышению эффективности и экономичности генерирующего оборудования.

### **3.13.4. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2027 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности**

Планируемый в региональном прогнозе потребления электроэнергии и мощности вывод из эксплуатации генерирующего оборудования Алексинской ТЭЦ, выработавшей свой ресурс, не приведет к снижению надежности или ограничению подачи тепла потребителям с учетом строительства замещающих котельных для покрытия пиковых тепловых нагрузок и в качестве резерва при аварийных остановках ПГУ.

### **3.13.5. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)**

Анализ результатов расчёта электроэнергетических режимов, а также баланса тепловой и электрической энергии не выявил необходимости ввода дополнительной генерации в базовом и региональном вариантах развития электроэнергетики энергосистемы Тульской области.

Исходя из достаточности генерирующих мощностей энергосистемы Тульской области и климатических особенностей региона, ввод новых генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (перспективное использование возобновляемых источников энергии в Тульской области) не целесообразен.

К возобновляемым источникам энергии относятся:

солнечное излучение (гелиоэнергетика);

энергия ветра (ветроэнергетика);

энергия рек и водотоков (гидроэнергетика);

энергия приливов и отливов;

энергия волн;

геотермальная энергия;

рассеянная тепловая энергия: тепло воздуха, воды, океанов, морей и водоемов;

энергия биомассы.

В настоящее время в нашей стране активно развивается направление возобновляемых источников энергии в части установки ветряных и солнечных электростанций. Однако, поскольку развитие данного вида электроэнергетики напрямую связано с климатическими особенностями региона размещения, то на территории нашей страны основными районами с использованием ветряных и солнечных электростанций являются

преимущественно южные регионы (Ростовская область, Краснодарский край, Ставропольский край, Алтайский край и др.).

Развитие энергетики на основе использования солнечной энергии в энергосистеме Тульской области затруднительно и осложняется следующими факторами:

1) погодозависимость установок. В облачную погоду выработка снижается до 5-20% по сравнению с безоблачной солнечной погодой. Сложность использования, связанная с большим количеством осадков, в частности снега (в среднем 187 мм в период ноябрь-март). Низкая среднесуточная выработка электроэнергии в зимнее время, функционирование объектов СЭС носит непостоянный характер. Необходимость очистки панелей от снега и пыли;

2) среднее количество солнечных дней в году составляет 109, облачных дней – 78 дней;

3) недостаточный гелиопотенциал, вызванный невысокими удельными мощностями солнечного излучения в средней полосе России. Значение суммарной солнечной радиации в кВт·ч/м<sup>2</sup> (прямой и рассеянной) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе приведено в таблице 3.30. При анализе геопотенциала взято значение 52 градуса северной широты (территория Тульской области расположена между 53 градусом северной широты и 54 градусом северной широты).

Таблица 3.30. Значение суммарной солнечной радиации, кВт·ч/м<sup>2</sup>

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Широта, 52 град.с.ш.	46	75	147	188	236	244	245	200	150	96	54	35	1716

Следует отметить, что солнечная радиация имеет ограниченное время в сутках и различное по продолжительности в разных месяцах года. Долгота дня изменяется в диапазоне от 7 часов в январе/декабре до 17 часов в июне. Как можно видеть из рисунка 3.15 продолжительность солнечного сияния в Тульской области составляет от 1750 до 1800 часов в год или 72-75 солнечных дней. На объем выработки электрической энергии так же влияют погодные условия, затенение, температуры (при высоких температурах в летний период КПД солнечных панелей (моно-кристаллических и поли-кристаллических) снижается).

Так по действующим в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя СЭС при суммарной установленной мощности 300 МВт выработка электроэнергии за последние три года составляла от 405 до 423 млн. кВт.ч с числом часов использования установленной мощности 1300-1400 час/год.

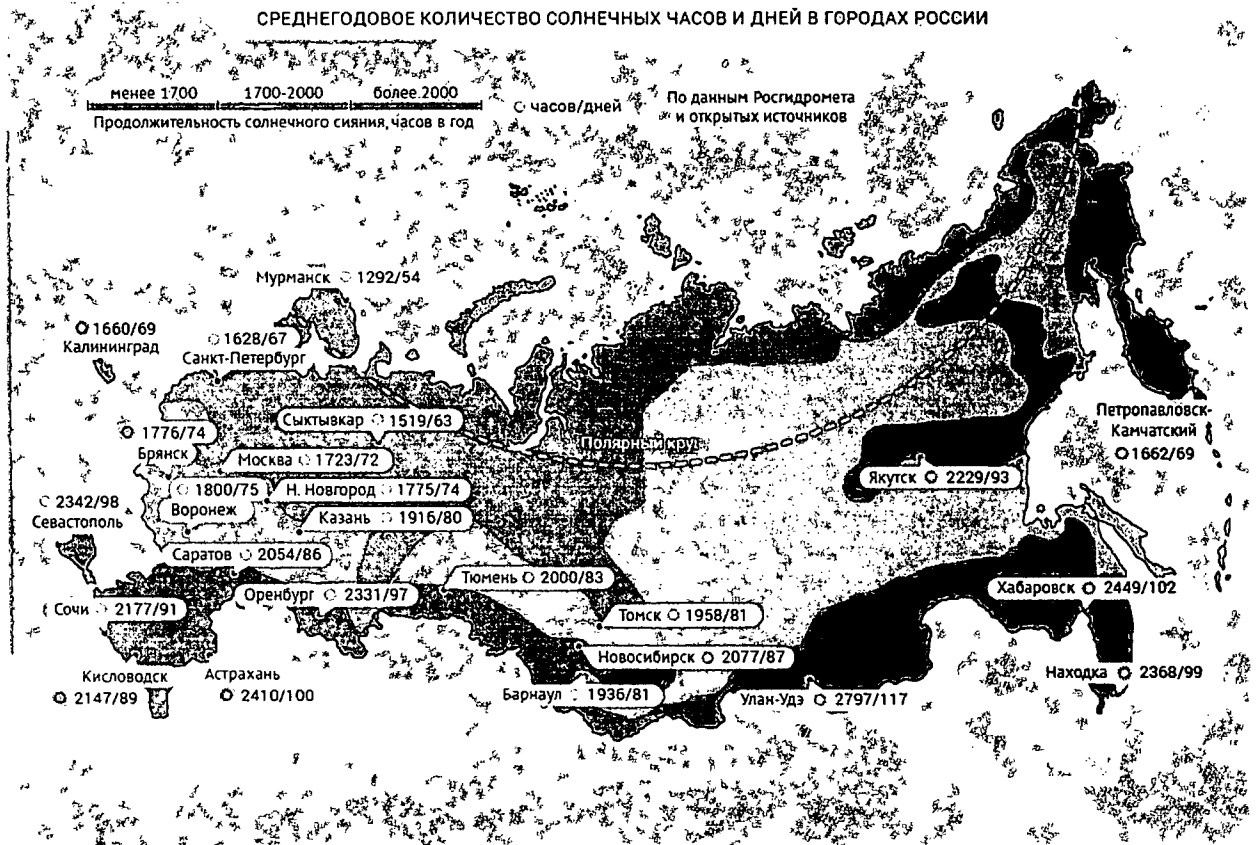


Рисунок 3.15. Среднегодовое количество солнечных часов и дней в городах России

В виду несоответствия как в суточном, так и в годовом разрезе максимальной солнечной инсоляции и максимальных электрических нагрузок, а также малое число часов солнечных дней в году на широте Тульской области и, следовательно, незначительное число часов использования мощности СЭС, строительство СЭС в Тульской области нецелесообразно.

Учитывая недостаточный ветропотенциал – среднегодовая скорость ветра по Богородицкому району составляет 2,4 м/с (при экономически обоснованной номинальной скорости ветра стандартной ВЭС более 12 м/с), как следствие низкое число часов использования установленной мощности (515-1325 ч) сооружение ВЭС в энергосистеме Тульской области нецелесообразно и экономически невыгодно.

Факторами, затрудняющими применение ветроэнергетики в энергосистеме Тульской области, являются:

1) недостаточный ветропотенциал – среднегодовая скорость ветра по Тульской области составляет 2,2 м/с. В холодное время года скорость ветра выше. Самым ветреным месяцем является декабрь. При такой скорости ветра ветрогенератор вырабатывает около 30% от своей номинальной мощности. Данные по скорости ветра для муниципального образования город Тула приведены в таблице 3.31;

2) необходимость монтажа ветрогенератора на высоте не менее 25 м от земли, поскольку жилая застройка и лес значительно снижают скорость ветра, стоимость монтажа во много раз превышает стоимость самого ветрогенератора.

Таблица 3.31. Данные по скорости ветра Тульской области, м/с

Расположение метеостанции	Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10 м)	Средняя скорость ветра			
		Зима	Весна	Лето	Осень
Тула	2,3	2,6	2,5	1,9	2,3
Алексин	1,6	1,9	1,7	1,1	1,7
Волово; Богородицк	2,4	2,9	2,4	1,8	2,5
Ефремов	1,9	2,2	1,9	1,5	1,9
Плавск	1,6	2,1	1,5	1,1	1,8
Суворов	2,9	3,3	2,9	2,4	2,8
Узловая	2,5	2,9	2,4	2,3	2,6

Кроме того, ветроустановки оказывают негативное влияние на окружающую среду:

шум при работе (механический шум от работы механических и электрических компонентов и аэродинамический шум от взаимодействия ветрового потока с лопастями установок);

выброс парниковых газов в процессе строительства;

использование земли (турбины занимают только 1% от общей территории ветровой фермы, при этом 99% площади фермы не используются и не могут быть заняты сельским хозяйством);

визуальное влияние;

угроза жизни птиц и насекомых.

Также следует отметить проблему утилизации ветроустановок при выработке паркового ресурса. Как показывает мировой опыт, вторичное использование композита, из которого выполнены ветровые лопасти, невыгодно с точки зрения расходов. Как правило, гигантские части ветрогенераторов просто засыпаются землёй. Для этих целей выделяются

огромные площади, организация таких мест нарушает экологический баланс, превращая зелёные участки в пустыри. Исходным сырьём для выработки биогаза может являться практически любая биомасса – органические отходы от выращивания животных и птицы, отходы убоя животных, отходы от переработки сельскохозяйственной продукции, пищевые отходы и прочее. На территории Тульской области расположены объекты животноводства и выращивания птицы, отходы которых могут быть использованы для выработки электричества и тепла биогазовыми установками с последующим их использованием для собственных нужд. Строительство биогазовых станций с производством биогаза сокращает выбросы парниковых газов, позволяет в перспективе уменьшить себестоимость продукции за счёт снижения затрат на покупку газа, электроэнергии, горячей воды и удобрений.

Минусами биогазовой энергетики являются:

необходимость покупать запчасти в других странах, так как технология является импортной; необходимость устанавливать станцию как можно ближе к объекту для более дешёвого и доступного сырья;

зависимость от количества органических отходов (для бесперебойной работы станции в случае нехватки отходов необходимо выращивать растительное сырьё, что занимает сельскохозяйственные земли);

несовершенство законодательной базы, которая должна регулировать работу подобных объектов;

долгая окупаемость станции (5-7 лет).

Потенциал для использования биомассы в Тульской области имеется, но при этом для выдачи электроэнергии во внешнюю сеть необходимо получение квалификации для станции и установка российских приборов учета электроэнергии, что вызывает большие сложности с учётом импортного оборудования станций. Кроме того, если применять газ исключительно на выработку электроэнергии, то его себестоимость превысит себестоимость сетевой электроэнергии на 35%, экономически целесообразно обеспечить переработку отходов на биогазовой станции с обеспечением одновременного получения газа, тепловой энергии, удобрений и электрической энергии для собственных нужд объектов сельского хозяйства. В связи с этим целесообразно использование биогазовых станций для конкретного потребителя без выдачи мощности во внешнюю сеть (замкнутый цикл производства электроэнергии). Также решение о выдаче электроэнергии во внешнюю сеть может быть обосновано при отсутствии отрицательных тарифных последствий для потребителей электроэнергии Тульской области.

Проектом схемы и программы развития ЕЭС России на 2022-2028 годы ввод генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в энергосистеме Тульской области не предполагается.

### 3.14. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования

В соответствии с базовым и региональным прогнозами развития энергосистемы Тульской области в период 2022-2027 годов вод новых генерирующих мощностей, включая современные высокоэффективные ПГУ и ГТУ, не предполагается.

### 3.15. Прогноз потребления тепловой энергии на 2022–2027 годы с выделением крупных потребителей

Прогноз потребления тепловой энергии по Тульской области на период до 2027 года приведен в таблице 3.32.

Таблица 3.32. Прогноз производства, потребления тепловой энергии по энергосистеме Тульской области на 2022–2027 годы, тыс. Гкал

Наименование источника тепловой энергии	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
1. Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» выработка всего, в т.ч.:						
1.1. Выработка ТЭ всего, в т.ч.:	2041,9	2074,5	2308,9	2308,9	2308,9	2308,9
Ефремовская ТЭЦ	985,1	1017,8	1248,3	1248,3	1248,3	1248,3
Алексинская ТЭЦ	522,9	522,9	525,3	525,3	525,3	525,3
Новомосковская ГРЭС	511,9	511,8	513,2	513,2	513,2	513,2
Котельные производственные	22,0	22,0	22,1	22,1	22,1	22,1
1.2. Потребление ТЭ на собственные нужды	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7	13,7
1.3. Отпуск ТЭ «Промышленное производство»	1000,8	1033,6	1263,8	1263,8	1263,8	1263,8
1.4. Отпуск ТЭ «ЖКХ»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.5. Отпуск ТЭ «Бюджетные потребители»	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
1.6. Отпуск ТЭ «Прочие виды экономической деятельности»	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
1.7. Потери ТЭ	100,2	100,1	99,2	99,2	99,2	99,2

1	2	3	4	5	6	7
1.8. Отпуск ТЭ «Перепродавцы энергии»	920,3	920,3	925,3	925,3	925,3	925,3
2. ООО «Щекинская ГРЭС» выработка всего, в т.ч.:	2,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Потребление ТЭ на собственные нужды	2,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Отпуск «Промышленное производство»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск «ЖКХ»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Отпуск «Прочие потребители, потери»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3. Филиал АО «ИНТЕР РАО - Электрогенерация» «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина», в т.ч.:						
Отпуск АО «Энергия - 1»	112,7	112,7	112,7	112,7	112,7	112,7
Отпуск «Промышленные потребители, в т.ч. собственное потребление»	18,0	10,0	10,0	10,0	10	10
Всего выработка по филиалу АО «ОГК-3» «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина»	130,7	122,7	122,7	122,7	122,7	122,7
4. Блок-станция АО «Тулачермет» выработка, всего, в т.ч.:	846,0	914,0	914,0	914,0	914,0	914,0
Цеха АО «Тулачермет» (потребление)	366	404	404	404	404	404
Отпуск АО «Тулатеплосеть» (население)	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	165,0	195,0	195,0	195,0	195,0	195,0
5. Блок-станция ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка всего, в т.ч.:	893,2	893,2	893,2	893,2	893,2	893,2
Производственные нужды ПАО «КМЗ» (потребление)	691,8	691,8	691,8	691,8	691,8	691,8
Отпуск «Население»	141,9	138,6	138,6	138,6	138,6	138,6
Отпуск «Прочие потребители, потери»	59,6	62,9	62,9	62,9	62,9	62,9
6. Блок-станции АО «Щекиноазот» выработка ТЭ всего, в т.ч.:	2193,0	2193,0	2193,0	2193,0	2193,0	2193,0
Производственные нужды ОАО «Щекиноазот» (потребление)	1993,4	1993,4	1993,4	1993,4	1993,4	1993,4
Отпуск «Население»	157,1	157,1	157,1	157,1	157,1	157,1
Отпуск «Прочие потребители, потери»	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5	42,5
7. Котельные	7634,2	7574,2	7574,2	7574,2	7574,2	7574,2





1	2	3	4	5	6	7
АО «Гланит»	10,0	8,0	7,5	6,5	8,0	9,5
АО «Машиностроительный завод «Штамп» им. Б.Л. Ванникова»	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8

### 3.16. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2022–2027 годы

Оценка потребности тепловых электростанций энергосистемы Тульской области в органическом топливе производилась на основе балансов электрической энергии, разработанных для двух вариантов потребления электрической энергии, – базового и регионального.

При определении потребности электростанций в различных видах топлива учтены режимы работы ТЭС, технико-экономические характеристики действующего оборудования, виды используемого на ТЭС топлива, отпуск тепла от ТЭС в системы централизованного теплоснабжения. Прогноз потребности электростанций и котельных генерирующих компаний Тульской области в топливе на 2022–2027 годы для базового варианта представлен в таблице 3.34, для регионального варианта – в таблице 3.35.

Таблица 3.34. Прогноз потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2022-2027 годы для базового варианта, тут

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
1. Природный газ, всего,	1845045	1929010	1925043	1963422	1920387	1931392
в том числе:						
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»*	946571	1030246	1026406	1056128	1013378	1024099
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»*	9694	9694	9567	9567	9567	9567
АО «Щекиноазот»	61117	61117	61117	69772	69772	69772
ООО «Щекинская ГРЭС»	233862	234146	234146	234146	233862	234146
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	525491	525499	525499	525499	525499	525499
2. Сбросной, доменный газ всего, в том числе:	272423	272583	272583	272583	272423	272583
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»*	131433	131593	131593	131593	131433	131593
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»*	110464	110464	110464	110464	110464	110464
АО «Щекиноазот»	30525	30526	30526	30526	30526	30526

1	2	3	4	5	6	7
3. Уголь, всего, в том числе:	524930	524930	518066	518066	518066	518066
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	524930	524930	518066	518066	518066	518066
4. Мазут, всего, в том числе:	4122	4135	4081	4102	4083	4087
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	135	149	146	159	140	145
ООО «Щекинская ГРЭС»	3931	3931	3880	3880	3880	3880

\* Потребность в топливе для ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» и ТЭЦ-ПВС ПАО «КМЗ» приведена только на выработку электрической и тепловой энергии, без учёта расхода топлива на технологические процессы.

Таблица 3.35. Прогноз потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2022-2027 годы для регионального варианта, тут

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6	7
1. Природный газ, всего, в том числе:	1767227	1878681	1869492	1869315	1869141	1869141
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»*	873124	839774	830767	830767	830767	830767
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»*	9692	9507	9326	9148	8975	8975
АО «Щекиноазот»	43373	152055	152055	152055	152055	152055
ООО «Щекинская ГРЭС»	240219	276517	276517	276517	276517	276517
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	532667	532674	532674	532674	532674	532674
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	68152	68152	68152	68152	68152	68152
2. Сбросной, доменный газ, всего, в том числе:	276158	296559	296559	296559	296559	296559
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»*	135006	155406	155406	155406	155406	155406
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»*	110210	110210	110210	110210	110210	110210
АО «Щекиноазот»	30942	30943	30943	30943	30943	30943
3. Уголь, всего, в том	504787	495168	485742	476503	467450	467450

1	2	3	4	5	6	7
числе:						
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	504787	495168	485742	476503	467450	467450
4. Мазут, всего, в том числе:	3952	3926	3857	3788	3720	3720
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	130	134	136	136	136	136
ООО «Щекинская ГРЭС»	3783	3711	3641	3571	3503	3503
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	39	81	81	81	81	81

\* Потребность в топливе для ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» и ТЭЦ-ПВС ПАО «КМЗ» приведена только на выработку электрической и тепловой энергии, без учёта расхода топлива на технологические процессы.

В базовом варианте на перспективный период сохранена существующая структура топливного баланса электростанций. Предполагается, что доля газа будет оставаться на уровне 69 – 71%, доля угля не будет превышать 20%.

В региональном варианте на рассматриваемую перспективу доля газа увеличивается до 71%, доля угольного топлива к 2027 году снижается до 17-18%.

### **3.17. Определение территорий перспективного развития когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ в Тульской области**

Эффективность преобразования котельной в мини-ТЭЦ зависит от правильно выбранного типа электрогенерирующего оборудования в каждом конкретном случае. В настоящее время на рынке представлено большое количество агрегатов разных типов, пригодных для преобразования котельных любой мощности в мини-ТЭЦ: микротурбины, газопоршневые агрегаты, газотурбинные и небольшие парогазовые установки.

Разные типы оборудования существенно различаются по КПД и диапазонам единичной мощности. Соответственно, выполненные на их основе КГУ будут иметь разное соотношение электрической и тепловой мощности. Одним из наиболее перспективных путей развития теплоэнергетики является внедрение ПГУ. Этот тип генерирующего оборудования имеет высокую экономичность и маневренность. Кроме того, существует большое разнообразие вариантов компоновки ПГУ, позволяющее добиться эффективного решения в каждом конкретном случае.

Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Тульской области показал, что наиболее перспективными для реконструкции с точки зрения использования когенерационных установок являются Фрунзенская (далее - ФРК) и Зареченская (далее - ЗРК) районные котельные города Тулы. Сведения о выработке тепловой энергии котельными за 2021 год приведены в таблице 3.36. Данные о мощности и тепловых нагрузках котельных представлены в таблице 3.37.

Таблица 3.36. Выработка тепловой энергии ФРК и ЗРК по месяцам 2021 года, тыс. Гкал.

Котельная	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ФРК	48194	46905	42596	30058	14452	4653	7458	7173	17702	34666	33746	45670
ЗРК	60489	61834	51784	40042	14292	11363	10673	11519	23076	41318	43873	57920

Таблица 3.37. Мощности и тепловые нагрузки ФРК и ЗРК

Котельная	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		Нагрузка, указанная в договорах, Гкал/ч	
			всего	в т.ч. ГВС	всего	в т.ч. ГВС
1	2	3	4	5	6	7
ФРК	150,00	98,17	93,14	11,00	137,88	16,28
ЗРК	200,00	165,09	149,38	20,22	177,63	24,04

Для определения потенциальной нагрузки тепловых отборов генерирующего оборудования были построены графики продолжительности тепловой нагрузки для ФРК (рис. 3.15) и ЗРК (рис. 3.16).

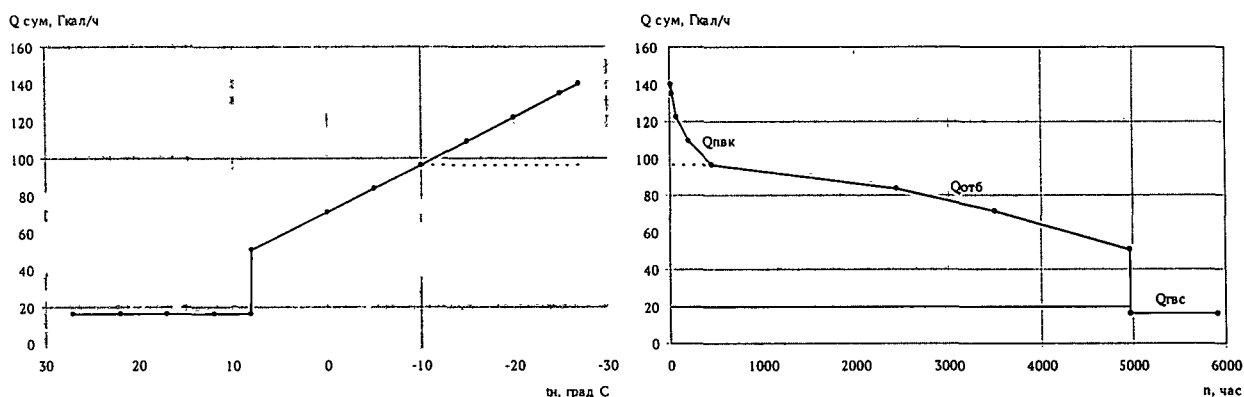


Рисунок 3.15. График продолжительности тепловой нагрузки ФРК

Тепловая нагрузка пиковых водогрейных котлов ФРК была определена для температуры наружного воздуха  $-10^{\circ}\text{C}$  и ниже. При таком условии тепловые отборы турбин должны будут покрывать нагрузку порядка 100 Гкал/ч, нагрузка ПВК будет составлять 40 Гкал/ч.

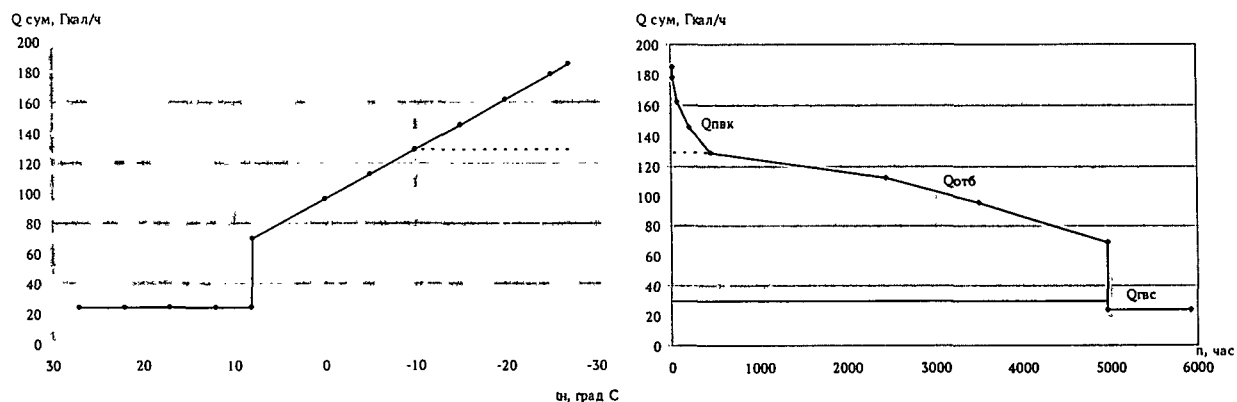


Рисунок 3.16. График продолжительности тепловой нагрузки Зареченской районной котельной

Тепловая нагрузка пиковых водогрейных котлов ЗРК была определена для температуры наружного воздуха  $-10^{\circ}\text{C}$  и ниже. Максимальная нагрузка, покрываемая из тепловых отборов турбин, в таком случае составит порядка 130 Гкал/ч, нагрузка пиковых водогрейных котлов будет составлять 55 Гкал/ч.

При формировании тепловых схем мини-ТЭЦ предполагается, что в отопительный период турбины будут работать либо на отопительную нагрузку, либо на нагрузку горячего водоснабжения, а в межотопительный период – только на нагрузку горячего водоснабжения. Как видно из представленных графиков нагрузка горячего водоснабжения значительно ниже отопительной, следует иметь в виду, что КГУ с более высокой тепловой мощностью с большой вероятностью придется останавливать в межотопительный период.

С точки зрения использования топлива более эффективным является регулирование мощности КГУ по графику тепловой нагрузки потребителя.

Однако необходимо провести анализ суточных, недельных, сезонных и годовых графиков изменения не только тепловой, но и электрической нагрузки в целях обеспечения режима работы генерирующего оборудования близкого к номинальному. Выбор наиболее подходящего варианта ПГУ-ТЭЦ будет зависеть от принятого значения коэффициента теплофикации.

Выбор состава генерирующего оборудования включает в себя ряд ключевых аспектов, таких как: оценка территории размещения объекта генерации, оценка спроса на тепловую и электрическую энергию (прогнозирование графиков нагрузки), оценка доступности ресурсов, необходимых для работы станции, выбор режима работы энергоисточника, оценка технического обслуживания оборудования, меры по энергосбережению и т.п. Решение о целесообразности преобразования котельной в мини-ТЭЦ должно приниматься по результатам оценки экономической эффективности инвестиционного проекта. Технические решения выбранного по экономическим параметрам варианта должны быть дополнены и уточнены в рамках схемы выдачи мощности.

Перспективы перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационный цикл также рассмотрены по результатам анализа схем теплоснабжения:

города Ефремова на период до 2044 года, утвержденной постановлением администрации муниципального образования города Ефремов от 30.06.2021 № 776;

города Алексина на период 2021-2034 годы, утвержденной постановлением администрации муниципального образования города Алексин от 03.09.2021 № 1426.

По данным указанных схем теплоснабжения на рассматриваемый период:

строительство новых энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, предназначенных для обеспечения перспективных тепловых нагрузок потребителей, не предусматривается.

реконструкция котельных по переоборудованию в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусматривается.

### **3.18. Анализ включения генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу**

На текущий момент в Тульской области не был объявлен отбор проектов строительства генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в порядке, установленном пунктом 28(2) Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823.

### **3.19. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям**

Во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 9 мая 2017 года № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017-2030 годы», Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», в которых определены национальные цели и стратегические задачи развития Российской Федерации на период до 2030 года в ПАО «Россети» принята концепция «Цифровая трансформация 2030».

Цель цифровой трансформации заключается в изменении логики процессов и переходу компании на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа массивов данных.

Задачи цифровой трансформации в электросетевом комплексе:

- 1) адаптивность компании к новым задачам и вызовам; улучшение характеристик надежности электроснабжения потребителей;
- 3) повышение эффективности компании;
- 4) повышение доступности электросетевой инфраструктуры;
- 5) развитие кадрового потенциала и новых компетенций;
- 6) диверсификация бизнеса компании за счет дополнительных сервисов.

В основе цифровой трансформации лежит совершенствование единой технической политики компании с учетом необходимых изменений технологических и корпоративных процессов и разработки новых стандартов организации. Вышеуказанные изменения должны базироваться на онтологической модели деятельности, формирование которой позволит создать и реализовать вышеуказанные задачи с учетом требований



сетецентрического подхода. Основными вызовами для перехода к цифровой трансформации являются: сокращение темпов роста тарифов для конечного потребителя; нарастающий износ сетевой инфраструктуры; наличие избыточного сетевого строительства. Мероприятия по цифровизации на территории Тульской области предполагают прежде всего развитие электросетевого комплекса филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго», включающего в себя:

- 1) цифровизацию распределительных электрических сетей 6-0,4 кВ;
- 2) цифровизацию объектов 110-35 кВ;
- 3) формирование современных средств управления сетью, цифровых каналов телемеханики и связи.

### Цифровизация сетей энергосистемы Тульской области

До 2027 года в филиале «Тулэнерго» ПАО «Россети Центр и Приволжье» предполагается сформировать три цифровых РЭС, а также пять цифровые ПС 35 кВ. Условная карта цифровизации филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго» представлена в таблице 3.38.

Таблица 3.38. Карта цифровизации филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»

Описание мероприятия**	Срок реализации проекта	Срок завершения проекта	Затраты, млн руб.	Ежегодный эффект, млн руб.	Общие затраты, млн руб., (без НДС)
1	2	3	4	5	6
1. Цифровизация Ясногорского РЭС (1,2,3,4)	2018–2021	2021	368,164	87,832	368,164
2. Реконструкция ЦУС (1,2,5,6)	2019–2021	2021	118,513	103,9	118,513
3. Создание точки трансформации 35 кВ ПС Лесновка	2022	2022	35,018	2,8	35,018
4. Создание точки трансформации 35 кВ ПС Александровка	2022	2022	62,224	4,97	62,224
5. Создание точки трансформации 35 кВ ПС Быковка	2022	2022	38,909	2,7	38,909
6. Создание точки трансформации 35 кВ ПС Белугино	2022	2022	45,093	3,6	45,093
7. Создание точки трансформации 35 кВ ПС Климовское	2022	2022	40,404	2,5	40,404
8. Организация цифровой радиосвязи филиала «ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Тулэнерго»	2019–2025	2025	120,926	16,73	120,926
9. Цифровизация Ленинского РЭС (1,2,3,4)	2021–2023	2023	234,62	17,2	234,62
10. Цифровизация Щекинского РЭС (1,2,3,4)	2021–2023	2023	85,05	9,1	85,05

\*Направления цифровизации в соответствии с концепцией «Цифровая трансформация 2030», принятой ПАО «Россети»:

- 1) обеспечение готовности электросетевого комплекса к новым технологическим вызовам и потребностям потребителей;
- 2) улучшение характеристик надежности и эффективности электроснабжения потребителей;
- 3) повышение доступности электросетевой инфраструктуры;
- 4) адаптивность электросетевого комплекса к новым задачам и вызовам;
- 5) адаптивность людей и развитие кадрового потенциала и новых компетенций;
- 6) внедрение системы поддержки принятия решений на всех уровнях управления компании на базе аналитики, том числе с обработкой больших данных.

\*\*Указанные мероприятия являются предварительными и требуют дополнительной проработки в составе отдельной проектной работы, включающей в себя технико-экономические обоснования данных мероприятий.

#### **4. Схема развития электроэнергетики Тульской области**

Схема развития электроэнергетики Тульской области включает в себя:  
существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции, установленная мощность которых превышает 5 МВт (приложение № 1 к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы);

существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и подстанции, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ (приложения № 2–4 к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы;

сводные данные по развитию электрической сети, класс напряжения которой ниже 110 кВ (приложение № 5 к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы);

карту-схему размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 6 к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы);

карту-схему размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 7 к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы);

нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2021 и на период до 2027 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 8 к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы);

нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2021 и на период до 2027 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 9 к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2023–2027 годы).

---

Приложение № 1

к Схеме и Программе развития  
электроэнергетики Тульской области  
на 2023-2027 годы

**ПЕРЕЧЕНЬ**

существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2027 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Тульской области

Объекты	Вид топлива	2022 год			2023 год			2024 год			2025 год			2026 год			2027 год		
		количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>В соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности</b>																			
Черепетская ГРЭС Тульская область, г. Суворов, филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО - Электрогенерация»	уголь	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225
		1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225
<b>Итого по станции</b>		<b>2</b>		<b>450</b>	<b>2</b>		<b>450</b>	<b>2</b>		<b>450</b>	<b>2</b>		<b>450</b>	<b>2</b>		<b>450</b>	<b>2</b>		<b>450</b>
Щекинская ГРЭС, Тульская область, г. Советск, ООО «Щекинская ГРЭС»	газ	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200
		1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200
<b>Итого по станции</b>		<b>2</b>		<b>400</b>	<b>2</b>		<b>400</b>	<b>2</b>		<b>400</b>	<b>2</b>		<b>400</b>	<b>2</b>		<b>400</b>	<b>2</b>		<b>400</b>
Алексинская ТЭЦ, Тульская область, г. Алексин, Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	газ	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12
		1	Т-50-90	29	1	Т-50-90	29	1	Т-50-90	29	1	Т-50-90	29	1	Т-50-90	29	1	Т-50-90	29
		1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422
		1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402
		1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334
<b>Итого по станции</b>		<b>5</b>		<b>165,16</b>	<b>5</b>		<b>165,16</b>	<b>5</b>		<b>165,16</b>	<b>5</b>		<b>165,16</b>	<b>5</b>		<b>165,16</b>	<b>5</b>		<b>165,16</b>
Ефремовская ТЭЦ, Тульская область, г.Ефремов, Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	газ	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25
		1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60
		1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Итого по станции		3		135	3		135	3		135	3		135	3		135	3		135
Новомосковская ГРЭС, Тульская область, г. Новомосковск, Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	газ	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14
		1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32
		1	PG9171E (ГТУ)	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75
		1	SST PAC 600 (ПТУ)	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9
Итого по станции		4		233,65	4		233,65	4		233,65	4		233,65	4		233,65	4		233,65
Всего по филиалу ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»		12		533,81	12	0	533,81	12	0	533,81	12	0	533,81	12	0	533,81	12	0	533,81
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет», Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-25-90/1-М	25	1	ПТ-25-90/1-М	25	1	ПТ-25-90/1-М	25	1	ПТ-25-90/1-М	25	1	ПТ-25-90/1-М	25	1	ПТ-25-90/1-М	25
		1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6
		1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5
		1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60
Итого по станции		4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод», Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12
		1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12
Итого по станции		2		24	2		24	2		24	2		24	2		24	2		24
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот», Тульская область, г. Щекино	газ	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25
		1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25
		1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15
		1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15
		1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25
Итого по станции		5		105	5		105	5		105	5		105	5		105	5		105
<b>ВСЕГО</b>		<b>27</b>		<b>1614,31</b>	<b>27</b>		<b>1614,31</b>	<b>27</b>		<b>1614,31</b>	<b>27</b>		<b>1614,31</b>	<b>27</b>		<b>1614,31</b>	<b>27</b>		<b>1614,31</b>
<b>В соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности</b>																			
Черепетская ГРЭС Тульская область, г. Суворов, филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО - Электрогенерация»	уголь	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225
		1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225
Итого по станции		2		450	2		450	2		450	2		450	2		450	2		450
Щекинская ГРЭС, Тульская область, г. Советск, ООО «Щекинская ГРЭС»	газ	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200
		1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>Итого по станции</b>		2		400	2		400	2		400	2		400	2		400	2		400	
Алексинская ТЭЦ, Тульская область, г. Алексин, Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	газ	1	ПР-12-90/15	12																
		1	T-50-90	29																
		1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	1	SGT-800 (ГТУ)	44,422	44,422
		1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	1	SGT-800 (ГТУ)	46,402	46,402
		1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334	1	SST-400 (ПТУ)	33,334	33,334
<b>Итого по станции</b>		5		165,16	3		124,16	3		124,16	3		124,16	3		124,16	3		124,16	
Ефремовская ТЭЦ, Тульская область, г.Ефремов, Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	газ	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	
		1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	
		1	P-50-130/13	50	1	P-50-130/13	50	1	P-50-130/13	50	1	P-50-130/13	50	1	P-50-130/13	50	1	P-50-130/13	50	
<b>Итого по станции</b>		3		135	3		135	3		135	3		135	3		135	3		135	
Новомосковская ГРЭС, Тульская область, г. Новомосковск, Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	газ	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	
		1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	
		1	PG9171E (ГТУ)	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	131,75
		1	SST PAC 600 (ПТУ)	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	55,9
<b>Итого по станции</b>		4		233,65	4		233,65	4		233,65	4		233,65	4		233,65	4		233,65	
<b>Всего по филиалу ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»</b>		12		533,81	10	0	492,81	10	0	492,81	10	0	492,81	10	0	492,81	10	0	492,81	
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет», Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-25-90/1- М	25	1	ПТ-25-90/1- М	25	1	ПТ-25-90/1- М	25	1	ПТ-25-90/1- М	25	1	ПТ-25-90/1- М	25	1	ПТ-25-90/1- М	25	
		1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	
		1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5	1	P-12-90/31	10,5	
		1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	
<b>Итого по станции</b>		4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод», Тульская	газ	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	
		1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	
<b>Итого по станции</b>		2		24	2		24	2		24	2		24	2		24	2		24	
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот», Тульская область, г. Щекино	газ	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	
		1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	1	П-25-29/13	25	
		1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	
		1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	
		1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	
<b>Итого по станции</b>		5		105	5		105	5		105	5		105	5		105	5		105	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ВСЕГО		27		1614,31	25		1573,31	25		1573,31	25		1573,31	25		1573,31	25		1573,31

---

Приложение № 2  
к Схеме и Программе развития  
электроэнергетики Тульской области  
на 2023-2027 годы

**ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ**  
**линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше**  
**энергосистемы Тульской области**

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская	участок ВЛ	5хАС 400/51	1987	–	217,71	2475	754
2	ВЛ 500 кВ Михайловская – Чагино с отпайкой на ПС Калужская	участок ВЛ	5хАС 300/66	1985	–	59,5	1960	378
<b>Итого ВЛ 500 кВ ПАО «ФСК ЕЭС»</b>						<b>277,21</b>		
1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая	участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93, маллард	1946	1991	60,28	825	457
2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС	участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93, маллард	1938	1991	56,18	825	393
3	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока	участок ВЛ	АС 400/93	1949	2014	12,39	860	257
4	ВЛ 220 кВ Шипово – Ока	участок ВЛ	АС 400/64, АС 400/93	1954	1989	8,11	825	223
5	КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры	участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	2012	29,56	825	260
6	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская	участок ВЛ	АС 400/64	1959	2007	37,04	860	477
7	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон	участок ВЛ	АС 400/51	1957	1964, 1977, 2010	14,22	825	134
8	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник	участок ВЛ	АС 400/51, Lamifil ACCC Brussels 430	2010	2012, 2013, 2015	9,87	825	79
9	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита	участок ВЛ	АС 400/51	2010		10,52	825	216
10	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная	участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1959	2010	31,69	825	333
11	КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная	участок КВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1957	2010	31,53	825	523
12	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ленинская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1973, 2014	39,03	825	554
13	ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда	ВЛ	АС 300/39	1982		73,92	710	84
14	ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1965	1985	24,89	825	493
15	ВЛ 220 кВ Гипсовая – Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1985	2018	24,4	825	424
16	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая	ВЛ	АС 400/51	1965	2018	4,12	825	456
17	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая	ВЛ	АС 400/51	1991	–	14,9	825	458
18	ВЛ 220 кВ Северная – Химическая	ВЛ	АС 500/64	1973	–	5,48	945	630
19	ВЛ 220 кВ Тула – Приокская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1965, 2012	55,4	825	206
20	ВЛ 220 кВ Тула – Ленинская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1965, 1973	30,4	825	98



1	2	3	4	5	6	7	8	9
21	ВЛ 220 кВ Тула – Металлургическая	ВЛ	АС 500/64	1981		12,4	945	172
22	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ	ВЛ	АС 400/93, АС 400/64	1954	2010, 2014	37,75	825	430
23	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск	участок ВЛ	АС 500/64	1958	2010	50,42	945	0
24	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ	АС 400/64	1961	1966	49,17	825	237
25	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 1 с отпайкой на ПС Металлургическая	ВЛ	АС 500/64	1966	1973, 1981	59,31	945	140
26	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 2 с отпайкой на блок 2	ВЛ	АС 400/64, АС 400/93	1951	1966	40,21	825	50
27	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула с отпайкой на ПС Яснополянская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1966, 1974	24,79	825	127
28	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тепличная	ВЛ	АС 400/93	1951		9,56	830	147
29	ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951		15,06	825	147
30	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Тула	ВЛ	АС 400/51, АС 400/64	1960	1964, 1965, 2010	78,61	825	584
31	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы	ВЛ	АС 400/51, АС 400/64, АС 400/93	1964	2010, 2013	27,66	825	308
32	ВЛ 220 кВ Станы – Шипово	ВЛ	АС 400/51, АС 400/64, АС 400/93	1964	1989, 2013	18,61	825	246
<b>Итого ВЛ 220 кВ ПАО «ФСК ЕЭС»</b>						<b>997,48</b>		
1	ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Ефремов № 2	ЛЭП	АС-150	1960	1979	2,28	380	33
2	ВЛ 110 кВ Ефремов - Глюкозная №1 с отпайкой ПС Компрессорная	ЛЭП	АС-120	1961		14,078	380	3
3	ВЛ 110 кВ Ефремов - Глюкозная №1 с отпайкой ПС Компрессорная	отпайка ЛЭП	АС-150	1980		0,132	445	2,5
4	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	ЛЭП	АС-120	1941	2011	11,477	380	159
5	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1997		3,9	380	5
6	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	участок ЛЭП	АС-185	1997		0,9	510	159
7	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Мышега	ЛЭП	АС-120	1952		5,3	380	50
8	ВЛ 110 кВ Бегичево - Арматурная I цепь	ЛЭП	АС-150	1976		15,1	445	21
9	ВЛ 110 кВ Бегичево - Арматурная II цепь	ЛЭП	АС-150	1976		15,1	445	7
10	ВЛ 110 кВ Бегичево - Партизан	ЛЭП	АС-150	1948		21,83	445	105
11	ВЛ 110 кВ Бегичево - Труново	участок ЛЭП	АС-150	1956		25,85	445	128
12	ВЛ 110 кВ Бегичево - Труново	участок ЛЭП	АС-150	1956	1989	5,7	445	128
13	ВЛ 110 кВ Виленки - Гремячее	участок ЛЭП	АС-120	1956		12,33	380	76
14	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	участок ЛЭП	АС-120	1960		26,09	380	66
15	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	участок ЛЭП	АС-120	1960		6,78	380	66
16	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	отпайка ЛЭП	АС-120	1967		3,4	380	38
17	ВЛ 110 кВ Доробино - Волово	участок ЛЭП	АС-95	1978		27,8	330	7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18	ВЛ 110 кВ Metallургическая - Болоховская I с отпайкой	ЛЭП	АС-120	1980		11,96		3
19	ВЛ 110 кВ Гремячее - Савино	ЛЭП	АС-120	1998		9,33	380	63
20	ВЛ 110 кВ Грызлово - Венев	ЛЭП	АС-150	1993		31,9	445	140
21	ВЛ 110 кВ Донская - Люторичи	ЛЭП	АС-120	1940		7,4	380	67
22	ВЛ 110 кВ Донская - Угольная	ЛЭП	АС-120	1940		7,66	380	91
23	ВЛ 110 кВ Дубна - Лужное	ЛЭП	АС-150	1986	2014	16,633	445	80
24	ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Ефремов № 1	ЛЭП	АС-150	1964		2,34	445	34
25	ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Ефремов № 3	ЛЭП	АС-240	1979		1,65	610	53
26	ВЛ 110 кВ Ефремовская IV (недейств.)	ЛЭП	АС-240	1979		1,47	610	0
27	ВЛ 110 кВ Кировская - Заречье I цепь	ЛЭП	АС-120	1967		3,5	380	25
28	ВЛ 110 кВ Кировская - Заречье II цепь	ЛЭП	АС-120	1967		3,5	380	25
29	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками	участок ЛЭП	АС-120	1960		26,09	380	22
30	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками	участок ЛЭП	АС-120	1960	1979; 2012	50,03	380	22
31	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1967		3,4	380	22
32	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-150	2012	2012	3,9	445	19
33	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	ЛЭП	АС-120	1960	1979; 2012	49,21	380	35
34	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	отпайка ЛЭП	АС-150	2012	2012	3,9	445	28,7
35	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов № 1	ЛЭП	АС-120	1960	1979	16,6	380	9
36	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов № 2	ЛЭП	АС-120	1960	1979	16,6	380	8
37	ВЛ 110 кВ Звезда - Каменка	ЛЭП	АС-120	1993		32,55	380	24
38	ВЛ 110 кВ Звезда - Самарская	ЛЭП	АС-120	1983		50,78	380	29
39	ВЛ 110 кВ Звезда - Черёмушки	ЛЭП	АС-120	1990		27,77	380	10
40	ВЛ 110 кВ Зубово - Горлово	ЛЭП	АС-120	1953		24,69	380	82
41	ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС-Мордвес с отпайкой на ПС Новоселки	участок ЛЭП	АС-150	1933		3,4	445	17
42	ВЛ 110 кВ Керамик - Угольная	ЛЭП	АС-185	1963		3,34	510	107
43	ВЛ 110 кВ Кировская - Metallургическая с отпайкой на ПС Криволучье	ЛЭП	АС-120	1940	2007	12,7	380	102
44	ВЛ 110 кВ Кировская - Октябрьская	ЛЭП	АС-120	1938	2012	15,2	380	60
45	ВЛ 110 кВ Кирпичная - Яснополянская с отпайкой на ПС Ломинцево	ЛЭП	АС-120	1965	1989	13,8	380	311
46	ВЛ 110 кВ Кирпичная - Яснополянская с отпайкой на ПС Ломинцево	отпайка ЛЭП	АС-120	1965	1989	0,3	380	5
47	ВЛ 110 кВ Ефремов-Глюкозная № 2 с отпайкой на ПС Компрессорная	ЛЭП	АС-120	1961		14,062	380	15
48	ВЛ 110 кВ Ефремов-Глюкозная № 2 с отпайкой на ПС Компрессорная	отпайка ЛЭП	АС-150	1980		0,128	445	10
49	ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	участок ЛЭП	АС-120	1980	1998	14,6	380	79
50	ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	отпайка ЛЭП	АС-70	1980	1998	11,7	265	14
51	ВЛ 110 кВ КПД II	ЛЭП	АС-120	1979		6,3	380	12
52	ВЛ 110 кВ КПД I	ЛЭП	АС-120	1979		6,3	380	12
53	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Лазарево	ЛЭП	АС-120	1957		22	380	44
54	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня I	ЛЭП	АС-150	1982		15,5	445	18,3
55	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня II	ЛЭП	АС-150	1982		15,5	445	18,6
56	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская № 1 с отпайками	ЛЭП	АС-150	1975		24,7	445	93

1	2	3	4	5	6	7	8	9
57	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская №1 с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1960		1	380	20
58	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская №1 с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	2008		0,8	380	47
59	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская №2 с отпайками	ЛЭП	АС-150	1975		24,5	445	99
60	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская №2 с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1975		5,9	380	16,47
61	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская №2 с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1984		2,6	380	33
62	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками	ЛЭП	АС-150	1960		24,265	445	102
63	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-150	1979		0,2	445	42,4
64	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1979		4,7	380	11,64
65	ВЛ 110 кВ Ленинская - Никулинская	ЛЭП	АС-150	1977		17,5	445	5
66	ВЛ 110 кВ Ленинская - Обидимо	ЛЭП	АС-150	1938		3,6	445	0
67	ВЛ 110 кВ Ленинская - Привокзальная с отпайками	ЛЭП	АС-185	1974		21,3	510	100
68	ВЛ 110 кВ Ленинская - Привокзальная с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-185	1974		1,7	510	72
69	ВЛ 110 кВ Ленинская - Привокзальная с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1987		1,6	380	27
70	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой на ПС Барсуки	ЛЭП	АС-150	1960		18,6	445	95
71	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой на ПС Барсуки	отпайка ЛЭП	АС-150	1979		0,2	445	47,8
72	ВЛ 110 кВ Ленинская - Фрунзенская	ЛЭП	АС-185	1974		21,2	510	31
73	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская №1 с отпайками	ЛЭП	АС-150	1960		25,6	445	46
74	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская №1 с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1984		2,6	380	27
75	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская №1 с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1972		5,9	380	8,33
76	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская №2 с отпайкой на ПС Баташовская	ЛЭП	АС-150	1960		25,6	445	38
77	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская №2 с отпайкой на ПС Баташовская	отпайка ЛЭП	АС-120	1960		1	380	0
78	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск	ЛЭП	АС-150	1977		39,8	445	75
79	ВЛ 110 кВ Лужное - Малахово с отпайкой на ПС Селиваново	участок ЛЭП	АС-150	1986		4,7	445	59
80	ВЛ 110 кВ Лужное - Малахово с отпайкой на ПС Селиваново	участок ЛЭП	АС-185	2010		24,6	510	59
81	ВЛ 110 кВ Лужное - Малахово с отпайкой на ПС Селиваново	отпайка ЛЭП	АС-150	1982	2010	3,7	445	13,7
82	ВЛ 110 кВ Люторичи - Епифань	ЛЭП	АС-95	1990		16,6	330	0
83	ВЛ 110 кВ Люторичи - Задонье	ЛЭП	АС-120	1971		20,25	380	48
84	ВЛ 110 кВ Люторичи - Зубово	ЛЭП	АС-120	1971		31,69	380	53
85	ВЛ 110 кВ Металлургическая - Болоховская 1 с отпайкой на ПС Временная	ЛЭП	АС-150	1989		16,3	445	16
86	ВЛ 110 кВ Металлургическая - Болоховская 1 с отпайкой на ПС Временная	отпайка ЛЭП	АС-120	1989		0,4	380	2,7
87	ВЛ 110 кВ Венев - Мордвес	ЛЭП	АС-150	1933		26,77	445	48
88	ВЛ 110 кВ Миценск - Плавск с отпайками	участок ЛЭП	2хАС-120	1957		30,4	380	0
89	ВЛ 110 кВ Мышега - Шипово	ЛЭП	АС-120	1952	1989	4,4	380	136
90	ВЛ 110 кВ Никулинская - Ясногорск	ЛЭП	АС-150	1977		25,9	445	62
91	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Грызлово с отпайкой на ПС Фенольная	ЛЭП	АС-150	1933		17,82	445	187

1	2	3	4	5	6	7	8	9
92	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Задонье с отпайками	ЛЭП	АС-120	1954		15,314	380	190
93	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Задонье с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1954		1,831	380	101
94	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Керамик с отпайкой на ПС СМС	ЛЭП	АС-185	1963		14,57	510	159
95	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Метаноловская	ЛЭП	АС-240	1963	2010	2,2	610	0
96	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Северная	ЛЭП	АС-240	1963	2010	9,2	610	0
97	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Сокольники с отпайкой на ПС Фенольная	ЛЭП	АС-120	1956		26,28	380	12
98	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Угольная с отпайкой на ПС Залесная	ЛЭП	АС-185	1963		17,911	510	163
99	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Угольная с отпайкой на ПС Залесная	отпайка ЛЭП	АС-185	1971		4,24	380	35
100	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка I цепь	ЛЭП	АС-150	1961		6,32	445	0
101	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка II цепь	ЛЭП	АС-150	1961		6,32	445	63
102	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Кислородная	ЛЭП	АС-150	1961		2,3	445	9
103	КВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Металлургическая	ЛЭП	АС-185	1940	2007	2,5	510	41
104	ВЛ 110 кВ Обидимо - Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	ЛЭП	АС-120	1938	2010	14,7	380	55
105	ВЛ 110 кВ Обидимо - Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	отпайка ЛЭП	АС-185	1974		1,7	510	73,6
106	ВЛ 110 кВ Оболенская - Красный Яр с отпайкой на ПС Шатск	участок ЛЭП	АС-120	1962		4,1	380	95
107	ВЛ 110 кВ Оболенская - Красный Яр с отпайкой на ПС Шатск	участок ЛЭП	АС-150	1938	2010	8,7	445	95
108	ВЛ 110 кВ Оболенская - Красный Яр с отпайкой на ПС Шатск	отпайка ЛЭП	АС-120	1957	1993	2,2	380	0
109	ВЛ 110 кВ Оболенская - Северная	ЛЭП	АС-120	1962		11,59	380	105
110	ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ - Западная	ЛЭП	АС-240	1960		2,7	610	1
111	ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ - Малахово № 1 с отпайкой на ПС Гагаринская	ЛЭП	АС-120	1982		7,5	380	30
112	ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ - Малахово № 1 с отпайкой на ПС Гагаринская	отпайка ЛЭП	АС-150	1985		0,7	380	26,8
113	ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ - Малахово № 2 с отпайкой на ПС Гагаринская	ЛЭП	АС-120	1982		7,5	380	0
114	ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ - Малахово № 2 с отпайкой на ПС Гагаринская	отпайка ЛЭП	АС-150	1985		0,7	445	10,5
115	ВЛ 110 кВ Первомайская - КС-9	ЛЭП	АС-185	1960		2,4	510	12
116	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка I	ЛЭП	АС-120	1957		22,6	380	42
117	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка I	отпайка ЛЭП	АС-120	1975		3,2	380	35,13
118	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ЛЭП	АС-120	1957		38,3	380	52
119	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	отпайка ЛЭП	АС_120	1975		3,2	380	40,9
120	ВЛ 110 кВ Прессовая - 1	ЛЭП	АС-120	1977		0,1	380	20
121	ВЛ 110 кВ Прессовая - 2	ЛЭП	АС-120	1977		0,1	380	13
122	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево I	участок ЛЭП	АС-120	1980		16,1	380	84

1	2	3	4	5	6	7	8	9
123	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево 1	отпайка ЛЭП	АС-70	1980		10,5	265	20
124	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Пушкинская с отпайкой на ПС Авангард	ЛЭП	АС-120	1938	1989	16	380	212
125	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Пушкинская с отпайкой на ПС Авангард	отпайка ЛЭП	АС-120	1979	1989	0,2	380	8,2
126	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Ленинская с отпайкой на ПС Авангард	ЛЭП	АС-120	1938		36,3	380	147
127	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Ленинская с отпайкой на ПС Авангард	отпайка ЛЭП	АС-120	1979	1989	2,3	380	1
128	ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	участок ЛЭП	АС-120	1929	1996	26,2	380	191
129	ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново	ЛЭП	АС-120	1960		5,8	380	41
130	ВЛ 110 кВ Ревякино - Кировская с отпайкой на ПС Медвенка	ЛЭП	АС-150	1957	1999	21,7	445	44
131	ВЛ 110 кВ Ревякино - Ясногорск	ЛЭП	АС-120	1957	2001	21,8	380	44
132	ВЛ 110 кВ Савино - Сокольники	ЛЭП	АС-120	1963		18,2	380	52
133	ВЛ 110 кВ Северная - Метаноловская	ЛЭП	АС-240	1963	2010	8,2	610	0
134	ВЛ 110 кВ Селиваново - Малахово с отпайкой на ПС КС-2	ЛЭП	АС-120	1982		11,8	380	11
135	ВЛ 110 кВ Селиваново - Малахово с отпайкой на ПС КС-2	отпайка ЛЭП	АС-120	1988		14,9	380	2
136	ВЛ 110 кВ Смычка - Доробино	ЛЭП	АС-120	1993		42,3	380	11
137	ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой на ПС Безово	участок ЛЭП	АС-150	1956		11,55	445	
138	ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой на ПС Безово	отпайка ЛЭП	АС-120	2017		7,15	380	3
139	ВЛ 110 кВ Ушатово - Суворов	ЛЭП	АС-185	1987		8,5	510	97
140	ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками на ПС Чекалин, Краинка	ЛЭП	АС-185	1974		26,86	510	20
141	ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками на ПС Чекалин, Краинка	отпайка ЛЭП	АС-70	1974		2,2	265	8
142	ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками на ПС Чекалин, Краинка	отпайка ЛЭП	АС-185	1974		5,2	380	10,5
143	ВЛ 110 кВ Технологическая I	ЛЭП	АС-95	1981		6,01	330	1
144	ВЛ 110 кВ Технологическая II	ЛЭП	АС-95	1981		6,01	330	1
145	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 1	ЛЭП	АС-120	1973		8,4	380	8
146	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 2	ЛЭП	АС-120	1973		8,4	380	0
147	ВЛ 110 кВ Труново - Советская	ЛЭП	АС-120	1956		21,1	380	81
148	ВЛ 110 кВ Тула - Рудаково	ЛЭП	АС-120	1951		8,88	380	32
149	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 1 с отпайками	ЛЭП	АС-120	1960		16,4	380	94
150	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 1 с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1973		0,6	380	50
151	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 1 с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1979		4,5	380	10
152	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная	ЛЭП	АС-120	1960		16,4	380	95
153	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная	отпайка ЛЭП	АС-120	1973		0,6	380	51
154	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп № 1	ЛЭП	АС-185	2010		6,1	510	154
155	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп № 2	ЛЭП	АС-185	2010		6,1	510	150
156	ВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 1	ЛЭП	АС-120	1975		2,1	380	35,8
157	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайками	ЛЭП	АС-120	1951		10	380	90
158	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-150	1982		0,9	445	45
159	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1965		9,075	380	28,7
160	ВЛ 110 кВ Узловая - Машзавод II	ЛЭП	АС-95	1962		7,73	330	3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
161	ВЛ 110 кВ Узловая - Партизан	ЛЭП	АС-150	1948		14,98	445	90
162	ВЛ 110 кВ Узловая - Северная	ЛЭП	АС-150	1948		14,59	445	196
163	ВЛ 110 кВ Узловая - Машзавод I	ЛЭП	АС-95	1962		7,73	330	0
164	ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	ЛЭП	АС-120	1954		21,8	380	26
165	ВЛ 110 кВ Ушаково - Епифань с отпайкой на ПС Казановка	ЛЭП	АС-95	1990		10,98	330	23
166	ВЛ 110 кВ Ушаково - Епифань с отпайкой на ПС Казановка	отпайка ЛЭП	АС-95	1996		8,73	380	15,77
167	ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	ЛЭП	АС-120	1954		15,8	380	3
168	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомыжская 1 с отпайками на ПС Говоренки, Одоев	ЛЭП	АС-120	1981		55,8	380	15
169	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомыжская 1 с отпайками на ПС Говоренки, Одоев	отпайка ЛЭП	АС-120	1981		2,4	380	2,43
170	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомыжская 1 с отпайками на ПС Говоренки, Одоев	отпайка ЛЭП	АС-120	1981		2,7	380	9,8
171	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомыжская 2 с отпайками на ПС Говоренки, Одоев	ЛЭП	АС-120	1981		55,8	380	27
172	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомыжская 2 с отпайками на ПС Говоренки, Одоев	отпайка ЛЭП	АС-120	1981		2,4	380	0
173	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомыжская 2 с отпайками на ПС Говоренки, Одоев	отпайка ЛЭП	АС-120	1981		2,7	380	19,7
174	ВЛ 110 кВ Ушатово - Дубна	ЛЭП	АС-150	1992		36,2	445	112
175	ВЛ 110 кВ Ушатово - Точмаш 1	ЛЭП	АС-120	1984		1,2	380	1
176	ВЛ 110 кВ Ушатово - Точмаш 2	ЛЭП	АС-120	1984		1,2	380	3
177	ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками на ПС Чекалин, Краинка	ЛЭП	АС-185	1974	2017	35,305	510	88
178	ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками на ПС Чекалин, Краинка	отпайка ЛЭП	АС-70	1974		2,2	265	8
179	ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками на ПС Чекалин, Краинка	отпайка ЛЭП	АС-120	1974		5,2	380	0
180	ВЛ 110 кВ Химическая - Грызлово	ЛЭП	АС-120	1959		2,6	380	0
181	ВЛ 110 кВ Химическая - Кислородная	ЛЭП	АС-150	1959		10,79	445	10
182	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 1 с отпайками на ПС Кальна, Тургеневская 1	отпайка ЛЭП	АС-95	1963		8	330	48
183	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 1 с отпайками на ПС Кальна, Тургеневская 1	ЛЭП	АС-120	1963		20,1	380	35
184	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 1 с отпайками на ПС Кальна, Тургеневская 1	отпайка ЛЭП	АС-95	1963		8,3	330	2,26
185	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 2 с отпайками на ПС Кальна, Тургеневская 2	ЛЭП	АС-120	1963		20,1	380	17
186	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 2 с отпайками на ПС Кальна, Тургеневская 2	отпайка ЛЭП	АС-95	1963		8,3	330	2,9
187	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 2 с отпайками на ПС Кальна, Тургеневская 2	отпайка ЛЭП	АС-95	1963		8	330	12,95
188	ВЛ 110 кВ Чернь-Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	участок ЛЭП	АС-240	1994		31,2	610	9
189	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 1 с отпайками на ПС Трансмаш, Давыдово 1	ЛЭП	АС-120	1957		17,32	380	35

1	2	3	4	5	6	7	8	9
190	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 1 с отпайками на ПС Трансмаш, Давыдово 1	отпайка ЛЭП	АС-95	1957		3,4	330	3
191	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 1 с отпайками на ПС Трансмаш, Давыдово 1	отпайка ЛЭП	АС-120	1957		3,4	380	5,64
192	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 2 с отпайками на ПС Трансмаш, Давыдово 2	ЛЭП	АС-120	1977		17,26	380	20
193	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 2 с отпайками на ПС Трансмаш, Давыдово 2	отпайка ЛЭП	АС-95	1977		3,3	380	4,7
194	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 2 с отпайками на ПС Трансмаш, Давыдово 2	отпайка ЛЭП	АС-120	1977		3,4	330	0
195	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 1 с отпайками на ПС Крушма 1, Средняя 2	ЛЭП	АС-150	1990		15,2	445	36
196	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 1 с отпайками на ПС Крушма 1, Средняя 2	отпайка ЛЭП	АС-150	1990		0,1	445	0
197	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 1 с отпайками на ПС Крушма 1, Средняя 2	отпайка ЛЭП	АС-120	1990		1,2	380	30
198	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 2 с отпайкой на ПС Крушма 2	ЛЭП	АС-150	1990		15,2	445	3
199	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 2 с отпайкой на ПС Крушма 2	отпайка ЛЭП	АС-150	1990		0,2	445	1,85
200	ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя 1	участок ЛЭП	АС-150	1952	2010	3,728	445	3
201	ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя 1	отпайка ЛЭП	АС-120	1982		1,5	380	28
202	ВЛ 110 кВ Щегловская - Красный Яр с отпайками на ПС Шатск 2, Глушанки	ЛЭП	АС-120	1931	1993	15,5	380	72
203	ВЛ 110 кВ Щегловская - Красный Яр с отпайками на ПС Шатск 2, Глушанки	отпайка ЛЭП	АС-120	1979	1993	0,7	380	22,6
204	ВЛ 110 кВ Щегловская - Красный Яр с отпайками на ПС Шатск 2, Глушанки	отпайка ЛЭП	АС-120	1974	1993	1,4	380	3,67
205	КВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Щегловская с отпайкой на ПС Криволучье	ЛЭП	АС-185	1981	2007	8,7	510	32
206	ВЛ 110 кВ Щегловская - Глушанки	ЛЭП	АС-120	1974		2,4	380	6
207	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Кирпичная	ЛЭП	АС-120	1951	1994	8,5	380	197
208	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 1 с отпайкой на ПС Огаревка 1	ЛЭП	АС-120	1963		8,4	380	37
209	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 1 с отпайкой на ПС Огаревка 1	отпайка ЛЭП	АС-95	1983		7,6	330	26
210	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 2 с отпайкой на ПС Огаревка 2	ЛЭП	АС-120	1963		8,4	380	37
211	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 2 с отпайкой на ПС Огаревка 2	отпайка ЛЭП	АС-95	1983		7,6	330	18,6
212	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Первомайская ТЭЦ № 1	ЛЭП	АС-240	1961		14,1	610	85
213	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Первомайская ТЭЦ № 2	ЛЭП	АС-240	1961		14,1	610	82
214	110 кВ Щекинская ГРЭС - Советская	ЛЭП	АС-150	1956		0,7	445	68
215	ВЛ 110 кВ Щекино - Ясенки с отпайкой на ПС Ломинцево 1	ЛЭП	АС-120	1951	1994	23,2	380	54
216	ВЛ 110 кВ Щекино - Ясенки с отпайкой на ПС Ломинцево 1	отпайка ЛЭП	АС-120	1965	1994	0,3	380	7,15
217	ВЛ 110 кВ Яснополянская - Западная	ЛЭП	АС-185	1961		5,1	510	2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
218	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-2	ЛЭП	АС-120	1988		30,7	380	7
219	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-9	ЛЭП	АС-185	1961		5,44	510	12
220	КВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Звезда с отпайкой на ПС Глюкозная	участок ЛЭП	АС-150	2013		7,13	445	7
221	КВЛ 110 кВ Metallургическая - Болоховская 2 с отпайкой на ПС Стечкин	ЛЭП	АС-150	1989		16,3	445	39
222	КВЛ 110 кВ Metallургическая - Болоховская 2 с отпайкой на ПС Стечкин	отпайка ЛЭП	АПвЭгаПуб 4/110 1x240/95	2009		3,026	450	19
223	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками на ПС Юбилейная 1, Пролетарская 1	ЛЭП	АС-120	1954		10,28	380	91
224	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками на ПС Юбилейная 1, Пролетарская 1	отпайка ЛЭП	АС-120	1962		2	380	15
225	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками на ПС Юбилейная 1, Пролетарская 1	отпайка ЛЭП	АС-120	1973		0,2	380	49,6
226	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками на ПС Юбилейная 1, Пролетарская 1	участок ЛЭП	АПвЭгПУ- 64/110кВ 1x240/110	2012		1,85	450	91
227	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайками	ЛЭП	АС-120	1951		8,9	380	53
228	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайками	отпайка ЛЭП	АС-120	1962		2,2	380	15
229	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайками	участок ЛЭП	АПвЭгПУ- 64/110кВ 1x1000/110	2012		1,85	1000	53
230	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайками	отпайка ЛЭП	АПвЭгПУ- 64/110кВ 1x1000/110	2012		1,4	1000	50
231	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой на ПС Пролетарская 2	ЛЭП	АС-150	1963		13,9	445	127
232	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой на ПС Пролетарская 2	отпайка ЛЭП	АС-120	1973		0,2	380	62
233	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой на ПС Пролетарская 2	участок ЛЭП	АПвЭгПУ- 64/110кВ 1x1000/110	2012		1,85	1000	127
234	КВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 2 с отпайкой на ПС Стечкин	ЛЭП	АС-120	1975		2,1	380	40
235	КВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 2 с отпайкой на ПС Стечкин	отпайка ЛЭП	АПвЭгаПуб 4/110 1x240/95	2010		4,875	1000	25
236	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отпайкой на ПС Центральная 1	ЛЭП	АС-150	1963		11,9	445	90
237	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отпайкой на ПС Центральная 1	участок ЛЭП	АПвЭгПУ- 64/110кВ 1x1000/110	2012		1,85	1000	90
238	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отпайкой на ПС Центральная 1	отпайка ЛЭП	АПвЭгПУ- 64/110кВ 1x1000/110	2012		1,4	1000	46,8
<b>Итого ЛЭП 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»</b>						<b>2 704,54</b>		
1	ВЛ 110 кВ Узловая - Пластик с отпайкой на ПС Авгол	ВЛ	АС-185	1966	2009	16,331	510	42
2	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс 1 с отпайками	ВЛ	АС-120	1967	2015	16,293	390	29
3	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс 2	ВЛ	АС-120	1967	2015	9,20	390	21
<b>Итого ЛЭП 110 кВ ООО «Энергосеть»</b>						<b>41,824</b>		



Приложение № 3  
к Схеме и Программе развития  
электроэнергетики Тульской области  
на 2023–2027 годы

**Основные характеристики электрических подстанций напряжением 220 кВ энергосистемы Тульской области  
(по филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС)**

Подстанция	№ трансформатора	Дата максимума нагрузки	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная мощность трансформатора Стр ном, МВА	Нагрузка трансформатора за дату максимума нагрузки			Величина загрузки трансформатора (в%)
					S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. ПС 220 кВ Тула	АТ-1	15.12.2021	1998	250	73,54	73,5	2,5	29
	АТ-2	15.12.2021	2015	250	77,71	77,7	1,1	31
2. ПС 220 кВ Ленинская	АТ-1	15.12.2021	1972	200	81,32	74,1	33,5	41
	АТ-2	15.12.2021	1982	200	80,39	73,3	33	40
3. ПС 220 кВ Яснополянская	АТ-1	15.12.2021	1974	125	43,56	30,9	30,7	35
	АТ-2	15.12.2021	1986	125	35,80	27,1	23,4	29
4. ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-1	15.12.2021	1981	125	32,79	31,2	10,1	26



\*

Приложение № 4  
к Схеме и Программе развития  
электроэнергетики Тульской области  
на 2023–2027 годы

Основные характеристики электрических подстанций напряжением 110 кВ энергосистемы Тульской области  
(по филиалу ПАО «Россети Центр и Приволжье» – «Тулэнерго»)

Диспетчерское наименование подстанции 110 кВ	Месторасположение подстанции (адрес)	Количество и мощность трансформаторов	Общая установленная мощность ПС	Максимальная нагрузка по замерам режимного дня за 5 лет (2017 - 2021 годы)	Действующие ДТП на 01.01.2022
1	2	3	4	5	6
1. ПС 110/35/6 кВ №1 Зубово	Кимовский район, д. Румянцево	1×10; 1×16	26	7,262	0,287
2. ПС 110/35/10 кВ №3 Белев	Белёвский район, г. Белев, ул. А. Шамшиковой, 81	1×15; 1×25	40	8,823	0,033
3. ПС 110/35/6 кВ №7 Угольная	Новомосковский район, г. Новомосковск, ул. Первомайская, 85	1×40,5; 1×40	80,5	30,955	0,788
4. ПС 110/35/10 кВ №10 Одоев	Одоевский район, пос. Одоев, ул. Победы	2×16	32	6,342	0,297

1	2	3	4	5	6
5. ПС 110/35/6 кВ №11 Дубна	Дубенский район, пос. Дубна	1×16; 1×10	26	7,462	1,224
6. ПС 110/6 кВ №13 Суворов	Суворовский район, г. Суворов	1×25; 2×15	55	8,783	0,620
7. ПС 110/35/6 кВ №17 Щегловская	г. Тула, ул. Щегловская засека, 24	2×40	80	24,730	0,000
8. ПС 110/35/6 кВ №20 Барсуки	Ленинский район, п. Барсуки, ул. Шоссейная, 24	2×25	50	13,608	2,658
9. ПС 110/6 кВ №21 Подземгаз	г. Тула, ул. Скуратовская, 108-б	2×16	32	10,326	0,865
10. ПС 110/6 кВ №22 Задонье	Новомосковский район г. Северо-Задонск, ул. Руднева 1	2×25	50	6,542	0,644
11. ПС 110/35/6 кВ №24 Рудаково	г. Тула, ул. Скуратовская, 52-а	2×25	50	21,480	4,090
12. ПС 110/35/6 кВ №26 Липки	Киреевский район, пос. Гвардейский	2×20	40	7,508	0,698
13. ПС 35/10 кВ №27 Иваньково	Ясногорский район, с. Иваньково, ул. Лесная, 36	2×6,3	12,6	6,657	6,876
14. ПС 110/35/6 кВ №28 Ушатово	Суворовский район, пос. Центральный	1×7,5; 1×20	27,5	2,720	0,084
15. ПС 110/35/6 кВ №31 Ломинцево	Щекинский район, д. Косое	2×16	32	2,060	0,202
16. ПС 110/35/10 кВ №37 Грызлово	Веневский район, пос. Грицовский	1×20; 1×25	45	5,028	0,809
17. ПС 110/35/10 кВ № 38 Венев	Веневский район, г. Венев, ул. Белова, 47	2×40	80	18,319	1,231
18. ПС 110/10/6 кВ №41 Перекоп	г. Тула, ул. Тимирязева, 99-а	1×63; 1×60	123	36,271	0,000
19. ПС 110/35/10 кВ №44 Казановка	Кимовский район, пос. Казановка (1,5 км на северо-запад)	2×10	20	3,525	0,731

1	2	3	4	5	6
20. ПС 110/35/10 кВ №46 Труново	Киреевский район, д. Стойлово	1×20; 1×25	45	8,417	0,916
21. ПС 110/6 кВ №49 Криволучье	г. Тула, ул. Епифанское шоссе, 24	2×16	32	14,730	4,699
22. ПС 110/6 кВ №51 Оболенская	Киреевский район, пос. Шварцевский	2×16	32	1,826	0,353
23. ПС 110/35/6 кВ №52 Медвенка	Ленинский район, д. Медвенка	2×16	32	13,641	4,010
24. ПС 110/35/10 кВ №56 Мордвес	Веневский район, с. Дьяконово	2×10	20	7,602	3,113
25. ПС 110/35/10 кВ №58 Клен	Арсеньевский район, д. Гремячка	1×10; 1×16	26	3,700	0,244
26. ПС 110/6 кВ №60 Ушаково	Узловский район, д. Ушаково	1×20; 1×16	36	0,724	0,295
27. ПС 110/35/6 кВ №62 Ефремов	Ефремовский район, г. Ефремов, ул. Строителей, 10	3×40	120	19,968	0,535
28. ПС 110/6 кВ №64 Кировская	г. Тула, ул. Марата, 53	2×40	80	7,609	0,000
29. ПС 110/35/6 кВ №68 Богородицк	Богородицкий район, г. Богородицк, пер. Труда 47	2×25	50	11,981	1,718
30. ПС 110/35/6 кВ №75 Ясногорск	Ясногорский район, г. Ясногорск, ул. Некрасова, 21	2×63	126	39,310	2,199
31. ПС 110/35/6 кВ №76 Сокольники	Новомосковский район, г. Сокольники, ул. Строительная, 1	1×20; 1×16	36	8,002	0,050
32. ПС 110/35/6 кВ №77 Болоховская	Киреевский район, г. Болохово, ул. Шахтерская, 1	1×10; 1×25	35	8,066	1,282
33. ПС 110/35/6 кВ №79 Узловая	Узловский район, г. Узловая, Северный городок	2×40	80	30,784	0,198

1	2	3	4	5	6
34. ПС 110/35/6 кВ №86 Малахово	Щёкинский район, д. Малахово, д.133	1×20; 1×25	45	8,322	1,496
35. ПС 110/6 кВ №88 Ясенки	Щёкинский район, г. Щекино	2×25	50	14,674	0,287
36. ПС 110/35/6 кВ №89 Огаревка	Щекинский район, пос. Новоогаревский	1×25; 1×16	41	8,926	0,264
37. ПС 110/10 кВ №102 Турдей	Воловский район, д. Булычевка	2×10	20	6,879	0,093
38. ПС 110/35/10 кВ №137 Доробино	Тепло-Огаревский район, с. Доробино	2×16	32	3,174	0,055
39. ПС 110/10/6 кВ №145 Октябрьская	г. Тула, ул. Малые Гончары, 9-а	2×40	80	30,725	0,000
40. ПС 110/6 кВ №146 Гремячее	Новомосковский район, с. Гремячее	1×10; 1×16	26	4,076	0,419
41. ПС 110/10/6 кВ №149 Мясново	г. Тула, Одоевское шоссе, 112	3×25	75	27,520	1,573
42. ПС 110/35/10 кВ №163 Волово	Воловский район, пос. Волово	2×16	32	8,784	0,139
43. ПС 110/10 кВ №183 Пушкинская	Алексинский район, г. Алексин, ул. Садовая, 1	1×25; 1×16	41	10,711	0,965
44. ПС 110/35/10 кВ №193 Чекалин	Суворовский район, г. Чекалин	1×7,5; 1×6,3	13,8	1,457	0,307
45. ПС 110/10 кВ №199 Залесная	г. Новомосковск	2×25	50	13,983	0,037
46. ПС 110/35/10 кВ №200 Тургеневская	Тульская область, пос. Чернь, ул. Дорожная	2×16	32	8,875	0,238
47. ПС 110/10/6 кВ №202 Пролетарская	г. Тула, ул. Приупская, 1-в	2×25	50	26,269	0,000
48. ПС 110/6 кВ №213 Рождественская	Ленинский район, пос. Рождественский	2×16	32	4,626	1,139
49. ПС 110/10/6 кВ №218 Южная	г. Тула, ул. Оружейная, 41	3×25	75	23,611	0,000
50. ПС 110/10/6 кВ №219 Центральная	г.Тула, ул. 1-я Хомутовка, 40	1×40;1×25	65	21,487	0,000

1	2	3	4	5	6
51. ПС 110/10 кВ №240 Красный Яр	Киреевский район, пос. Красный Яр	2×6,3	12,6	1,203	0,477
52. ПС 110/10/6 кВ №243 Привокзальная	г. Тула, ул. Нижнеупская, 19	2×40	80	24,735	0,000
53. ПС 110/35/10 кВ №245 Смычка	Плавский район, г. Плавск, вблизи пос. Первомайский	2×25	50	15,126	0,058
54. ПС 110/35/6 кВ №246 Безово	Суворовский район, д. Безово	1×10	10	0,524	0,045
55. ПС 110/6 кВ №254 Шатск	Ленинский район, пос. Шатск	2×10	20	0,862	0,000
56. ПС 110/10 кВ №278 Алешня	Ленинский район, д. Медведки	2×16	32	5,720	3,137
57. ПС 110/10 кВ №291 Трансмаш	г. Белёв, ул.Рабочая, 119	2×16	32	2,822	0,015
58. ПС 110/35/10 кВ №302 Рассвет	Ленинский район, пос. Рассвет	2×16	32	9,159	2,855
59. ПС 110/35/10 кВ № 303 Авангард	Алексинский район, СПК Авангард	2×10	20	1,974	0,870
60. ПС 110/10 кВ №304 Глушанки	Ленинский район, с. Глухие Поляны	1×16; 1×10	26	5,318	0,000
61. ПС 110/6 кВ №310 Партизан	Узловский район, пос. Дубовка, ул. Шахтная	2×16	32	8,552	0,391
62. ПС 110/6 кВ №319 КПД	г. Донской, пос. Шахты 13	2×10	20	5,903	0,204
63. ПС 110/35/10 кВ №321 Заокская	Заокский район, пос. Заокский	2×16	32	25,487	12,005
64. ПС 110/10 кВ №322 Яковлево	Заокский район, д. В. Романово	2×10	20	5,296	4,538
65. ПС 110/10/6 кВ №326 Краинка	Суворовский район, с. Рождественно	1×16; 1×10	26	2,439	0,396

1	2	3	4	5	6
66. ПС 110/35/6 кВ №334 Селиваново	Щекинский район, с. Селиваново, ул. Пионерская, стр. 3	2×16	32	4,912	0,378
67. ПС 110/10 кВ №338 Говоренки	Одоевский район, с. Говоренки	1×6,3	6,3	0,470	0,035
68. ПС 110/10 кВ №339 Кальна	Чернский район, вблизи п. Жизнь	1×6,3; 1×5,6	11,9	1,193	0,130
69. ПС 110/6 кВ №344 Средняя	Алексинский район, ж/д ст. «Средняя»	1×16; 1×10	26	13,517	0,73
70. ПС 110/35/6 кВ №351 Самарская	Куркинский район, пос. Куркино, ул. Привокзальная	2×16	32	5,935	0,060
71. ПС 110/35/10 кВ №358 Арматурная	Богородицкий район, п. Товарково, ул. Энергетиков, 4-б	2×25	50	10,596	0,266
72. ПС 110/6 кВ №363 Временная	Киреевский район, д. Присады	1×6,3	6,3	0,369	0,504
73. ПС 110/10 кВ №367 Технологическая	Богородицкий район, г. Богородицк	2×16	32	1,068	0,025
74. ПС 110/10/6 кВ №370 Тулица	г.Тула, ул. Куренкова 14-а	2×25	50	14,069	0,295
75. ПС 110/10/6 кВ № 371 Никулинская	Алексинский район, вблизи п. Новогуровский	2×25	50	3,619	0,116
76. ПС 110/6 кВ №378 Гагаринская	Щекинский район, д. Ясенки, ул. Цветочная, 18	1×25; 1×16	41	6,947	0,312
77. ПС 110/6 кВ №384 Советская	Щёкинский район, г. Советск	1×16; 1×10	26	2,446	0,297
78. ПС 110/35/6 кВ №385 Обидимо	пос. Ленинский	1×16; 1×7,5	23,5	7,863	0,472
79. ПС 110/35/6 кВ №386 Мелиоративная	пос. Ленинский, д. Барсуки, ул. Октябрьская, д. 1-а	1×10	10	5,843	1,365



1	2	3	4	5	6
80. ПС 110/35/6 кВ №390 Лужное	Дубенский район, пос. Воскресенский, вблизи пос. Дубна	1×16	16	4,204	0,298
81. ПС 110/6 кВ №404 Ратово	Ленинский район, д. Ратово	2×10	20	2,123	0,718
82. ПС 110/10 кВ №406 Крушма	Алексинский район, вблизи п. Мичурина	1×6,3	6,3	0,414	0,010
83. ПС 110/10 кВ №407 Глебово	Калужская область, Ферзиковский район д. Глебово	1×6,3	6,3	0,998	0,000
84. ПС 110/10 кВ №408 Епифань	Узловский район, д. Мельгуново	1×10; 1×6,3	16,3	1,454	0,178
85. ПС 110/35/10 №409 Черемушки	Ефремовский район, вблизи с. Шилово	1×10	10	2,171	0,025
86. ПС 110/10 кВ №410 Давыдово	Белевский район, д. Давыдово	1×6,3	6,3	0,676	0,015
87. ПС 110/35/10 кВ №415 Савино	Новомосковский район, д. Савино	2×10	20	2,483	0,058
88. ПС 110/35/10 кВ №421 Каменка	Каменский район, с. Архангельское	1×16; 1×10	26	4,573	0,020
89. ПС 110/35/10 кВ № 423 Даргомыжская	Арсеньевский район, пос. Арсеньево	1×16	16	1,765	0,015
90. ПС 110/6 кВ №427 Айдарово	Алексинский район, д. Айдарово	1×25	25	1,330	0,827
91. ПС 110/10 кВ №430 Точмаш	Суворовский район, пос. Центральный	2×16	32	0,505	0,110
92. ПС 110/10/10 кВ №433 Стечкин	Ленинский район, с. Осинвая Гора	2×40	80	8,451	1,508
93. ПС 110/6 кВ №197 Олень	Киреевский район, с. Дедилово	2×16	32	16,8	0,033

Приложение № 5  
к Схеме и Программе развития  
электроэнергетики Тульской области на  
2023-2027 годы

**Вводы электросетевых объектов напряжением 500 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2022-2027 годы  
Сводные данные по развитию электрических сетей**

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	ВЛ, км; ПС, МВА	2022		2023		2024		2025		2026		2027		2022-2027	
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
<b>Перечень электросетевых объектов 220 кВ и ниже, рекомендуемых к вводу в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности</b>																
	<b>220 кВ</b>		<b>0,0</b>	<b>80,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>80,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>160,0</b>
1	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА (1х80 МВА)	1х80 МВА		80,0											0,0	80,0
2	Строительство ПС 220 кВ Арсенал с двумя трансформаторами 220/27,5/11 кВ мощностью 40 МВА каждый (2х40 МВА)	80 МВА								80,0					0,0	80,0
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2х3,5 км)	2х3,5 км							7,0						7,0	0,0
4	Реконструкция ОРУ-220 кВ (схема № 220-7 Четырехугольник) ПС 220 кВ Металлургическая**														0,0	0,0
	<b>110 кВ</b>		<b>9,4</b>	<b>120,0</b>	<b>76,9</b>	<b>16,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>12,0</b>	<b>0,0</b>	<b>14,6</b>	<b>0,0</b>	<b>30,0</b>	<b>0,0</b>	<b>169,7</b>	<b>136,0</b>
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск*	0,8 км			0,8										0,8	0,0
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей*	20,0 км			20,0										20,0	0,0
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк*	29,44 км			29,4										29,4	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор №105-163А*	8,7 км			8,7										8,7	0,0
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново - Советская*	21,0 км	3,0		18,0										21,0	0,0
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево*	12,0 км							12,0						12,0	0,0
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками*	30,0 км											30,0		30,0	0,0
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Узловая - Северная	14,59 км									14,6				14,6	0,0
13	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	16 МВА			16,0										0,0	16,0
14	Подключение ПС 110 кВ Велес трансформаторной мощностью 32 МВА (2х16 МВА) с сооружением отпайки от ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево 0,4 км (2х0,2 км)	2х0,2 км	0,4												0,4	0,0
15	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская - Карбамид с расширением ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская на две линейные ячейки	2х60 МВА, 2х3 км	6,0	120,0											6,0	120,0
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная	26,85 км											26,9		26,9	0,0
<b>Всего по 220 кВ</b>			<b>0,0</b>	<b>80,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>80,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>160,0</b>
<b>Всего по 110 кВ</b>			<b>9,4</b>	<b>120,0</b>	<b>76,9</b>	<b>16,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>12,0</b>	<b>0,0</b>	<b>14,6</b>	<b>0,0</b>	<b>30,0</b>	<b>0,0</b>	<b>169,7</b>	<b>136,0</b>
<b>Всего по 35 кВ</b>			<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>6,0</b>	<b>0,0</b>	<b>12,7</b>	<b>10,0</b>	<b>7,7</b>	<b>0,0</b>	<b>15,7</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>42,1</b>	<b>10,0</b>
<b>Всего по 10-6 кВ</b>			<b>44,8</b>	<b>1,8</b>	<b>429,4</b>	<b>5,3</b>	<b>64,3</b>	<b>0,0</b>	<b>48,3</b>	<b>0,3</b>	<b>68,9</b>	<b>3,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>706,7</b>	<b>15,6</b>
<b>Всего по 0,4 кВ</b>			<b>29,3</b>	<b>0,0</b>	<b>273,5</b>	<b>0,0</b>	<b>113,3</b>	<b>0,0</b>	<b>62,9</b>	<b>0,0</b>	<b>13,5</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>492,5</b>	<b>0,0</b>
<b>Итого по базовому сценарию развития</b>			<b>83,5</b>	<b>201,8</b>	<b>785,8</b>	<b>21,3</b>	<b>190,3</b>	<b>10,0</b>	<b>137,9</b>	<b>80,3</b>	<b>112,7</b>	<b>3,5</b>	<b>30,0</b>	<b>0,0</b>	<b>1418,0</b>	<b>321,6</b>
<b>Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности</b>																
<b>220 кВ</b>			<b>0,0</b>	<b>80,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>80,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>160,0</b>

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА (1x80 МВА)	1x80 МВА		80,0											0,0	80,0
2	Строительство ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	2x40 МВА								80,0					0,0	80,0
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2x3,5 км)	2x3,5 км							7,0						7,0	0,0
4	Реконструкция ОРУ-220 кВ (схема № 220-7 Четырехугольник) ПС 220 кВ Металлургическая**														0,0	0,0
7	Установка на ПС 220 кВ Химическая АОПО МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая с управляющим воздействием на отключение на ПС 220 кВ Химическая МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая														0,0	0,0
8	Установка на ПС 220 кВ Люторичи АОПО ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи с управляющим воздействием на отключение на ПС 220 кВ Люторичи ЭВ ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи															
9	Установка на ПС 220 кВ Химическая АОПО ВЛ 220 кВ Северная - Химическая с отпайкой на блок 1 с управляющим воздействием на отключение нагрузки Заявителя															
10	Установка на Щекинской ГРЭС АОПО ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегитчево с отпайкой на блок 1 с управляющим воздействием на отключение нагрузки Заявителя															
	<b>110 кВ</b>		<b>16,4</b>	<b>186,0</b>	<b>79,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>41,0</b>	<b>240,0</b>	<b>14,6</b>	<b>0,0</b>	<b>56,9</b>	<b>0,0</b>	<b>208,8</b>	<b>426,0</b>
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск*	0,8 км		0,8											0,8	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово - Мясново, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная*	26,85 км											26,9		26,9	0,0
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей*	20,0 км			20,0										20,0	0,0
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк*	29,44 км			29,4										29,4	0,0
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор №105-163А*	8,7 км			8,7										8,7	0,0
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская*	21,0 км			21,0										21,0	0,0
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Лазарево	12,0 км							12,0						12,0	0,0
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками*	30,0 км											30,0		30,0	0,0
19	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	16 МВА		16,0											0,0	16,0
20	Реконструкция ВЛ 110 кВ Узловая - Северная	14,59 км									14,6				14,6	0,0
21	Подключение ПС 110 кВ Велес трансформаторной мощностью 32 МВА (2х16 МВА) с сооружением отпайки от ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево 0,4 км (2х0,2 км)	2х0,2 км	0,4												0,4	0,0
22	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская - Карбамид с расширением ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская на две линейные ячейки	2х60 МВА, 2х3 км	6,0	120,0											6,0	120,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
23	Строительство ПС 110 кВ ТОСЭР Алексин с установкой двух Т 110/10 кВ и ВЛ 110 кВ Шипово – ТОСЭР Алексин, ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – ТОСЭР Алексин***	2x25 МВА, 5 км, 5 км	10,0	50,0											10,0	50,0
24	Строительство ПС 110 кВ Данилово и двух заходов в расщелку ВЛ 110 кВ Узловая – Северная	2x40 МВА, 2x7 км							14,0	80,0					14,0	80,0
25	Строительство ПС 110 кВ Непрядва, отпайки ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей на ПС 110 кВ Непрядва и отпайки ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками на ПС 110 кВ Непрядва	2x40 МВА, 2x3,5 км							7,0	80,0					7,0	80,0
26	Строительство ПС 110 кВ Любашёвка, отпайки ВЛ 110 кВ Ефремов – Глюкозная №1 с отпайкой на ПС Компрессорная на ПС 110 кВ Любашевка и отпайки КВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Звезда с отпайкой на ПС Глюкозная на ПС 110 кВ Любашевка	2x40 МВА, 1x4,5 км, 1x3,5							8,0	80,0					8,0	80,0
27	Реконструкция существующих ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка и ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка с образованием ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево и реконструкция РУ 110 кВ ПС 110 кВ Смычка с установкой двух линейных выключателей вновь образованных ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Смычка и ВЛ 110 кВ Плавск – Смычка															
28	Установка на Алексинской ТЭЦ АОПО ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Пушкинская с отпайкой на ПС Авангард с управляющим воздействием на отключение нагрузки Заявителя														0,0	0,0
<b>Всего по 220 кВ</b>				<b>0,0</b>	<b>80,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>80,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>7,0</b>	<b>160,0</b>
<b>Всего по 110 кВ</b>				<b>16,4</b>	<b>186,0</b>	<b>79,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>41,0</b>	<b>240,0</b>	<b>14,6</b>	<b>0,0</b>	<b>56,9</b>	<b>0,0</b>	<b>208,8</b>	<b>426,0</b>
<b>Итого по региональному сценарию развития</b>				<b>16,4</b>	<b>266,0</b>	<b>79,9</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>48,0</b>	<b>320,0</b>	<b>14,6</b>	<b>0,0</b>	<b>56,9</b>	<b>0,0</b>	<b>215,8</b>	<b>586,0</b>

\*Реконструкция ВЛ 110 кВ без увеличения сечения провода.

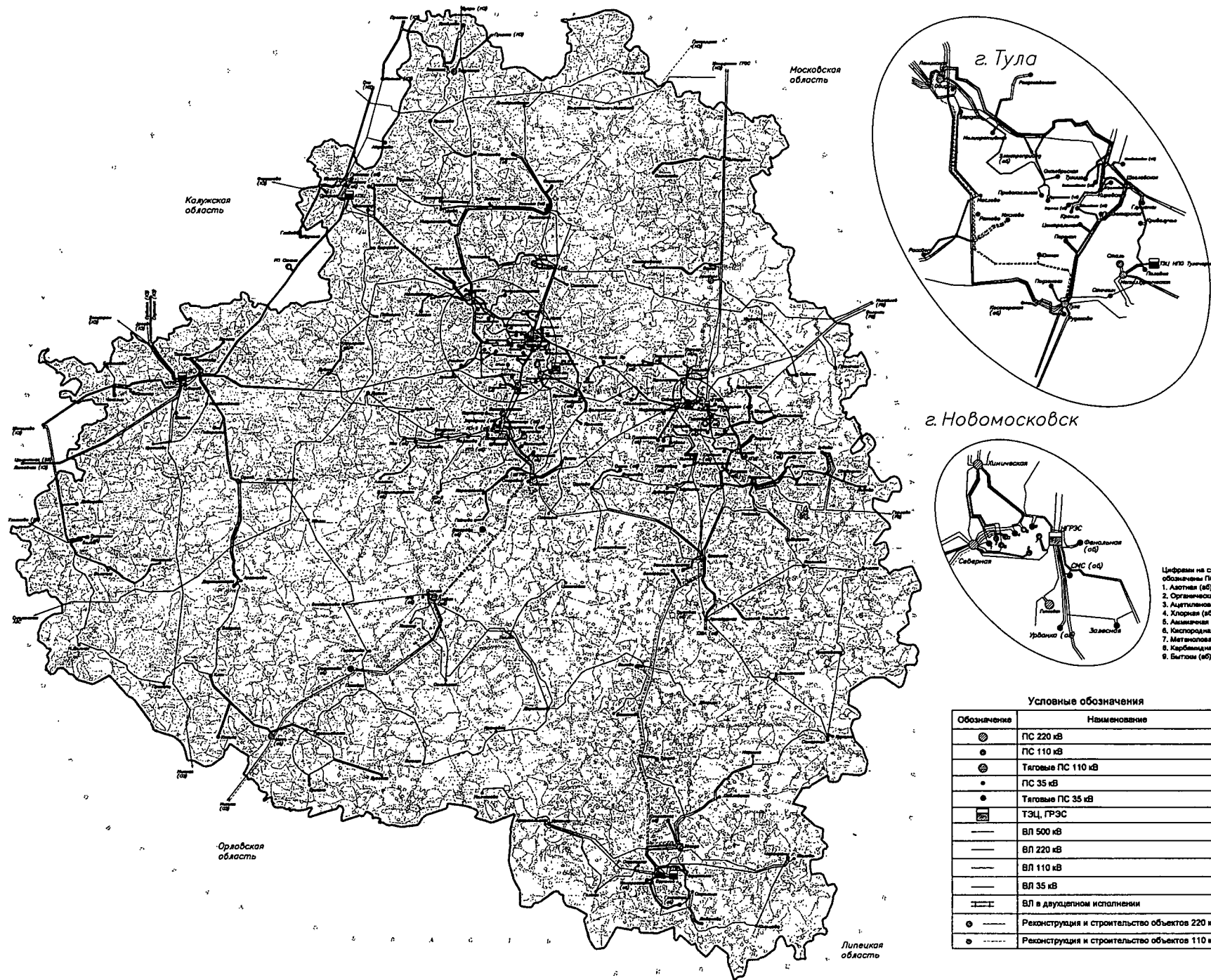
\*\* Ввод под напряжение предполагается выполнить в 2022 году, закрытие инвестиционного проекта предполагается в 2023 году.

\*\*\*Представленные технические решения являются предварительными и должны быть уточнены на стадии технологического присоединения.

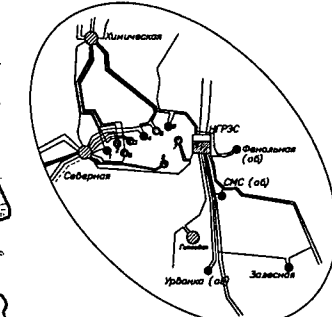
# СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2023-2027 ГОДЫ

КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ  
В СООТВЕТСТВИИ С БАЗОВЫМ ПРОГНОЗОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Приложение № 6  
к Системе и Программе развития  
электроэнергетики Тульской  
области на 2023-2027 годы



г. Тула



- Цифры на схеме обозначены ПС:
1. Асютинская (кВ)
  2. Органическая (кВ)
  3. Ацетиленовая (кВ)
  4. Хлорная (кВ)
  5. Лазаревская (кВ)
  6. Кислородная (кВ)
  7. Метаноловая (кВ)
  8. Карбамидная (кВ)
  9. Бытовая (кВ)

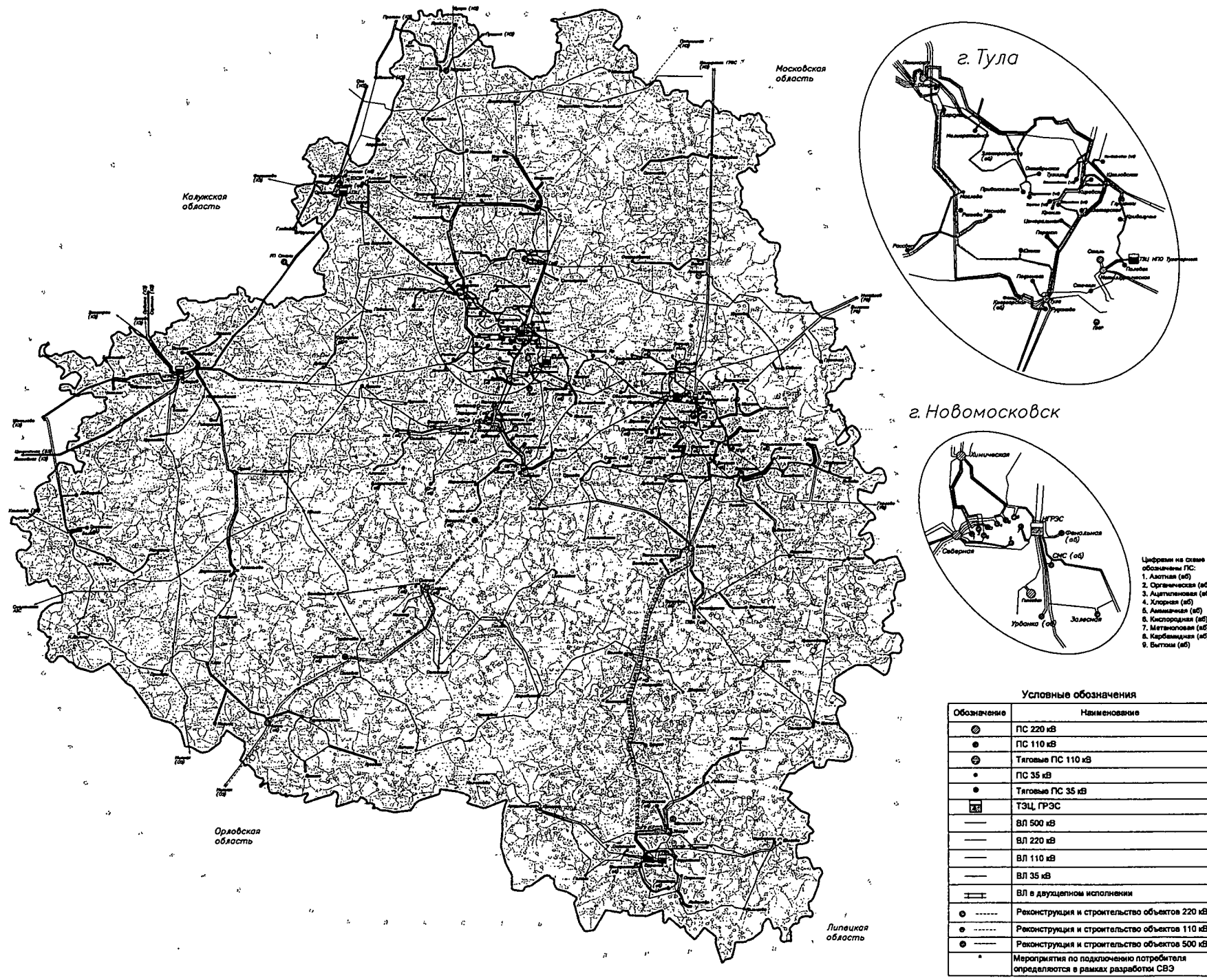
### Условные обозначения

Обозначение	Наименование
⊙	ПС 220 кВ
⊙	ПС 110 кВ
⊙	Тяговые ПС 110 кВ
•	ПС 35 кВ
⊙	Тяговые ПС 35 кВ
⊠	ТЭЦ, ГРЭС
—	ВЛ 500 кВ
—	ВЛ 220 кВ
—	ВЛ 110 кВ
—	ВЛ 35 кВ
—	ВЛ в двухцепном исполнении
⊙ —	Реконструкция и строительство объектов 220 кВ
⊙ - - -	Реконструкция и строительство объектов 110 кВ

# СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2023-2027 ГОДЫ

КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ  
В СООТВЕТСТВИИ С РЕГИОНАЛЬНЫМ ПРОГНОЗОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

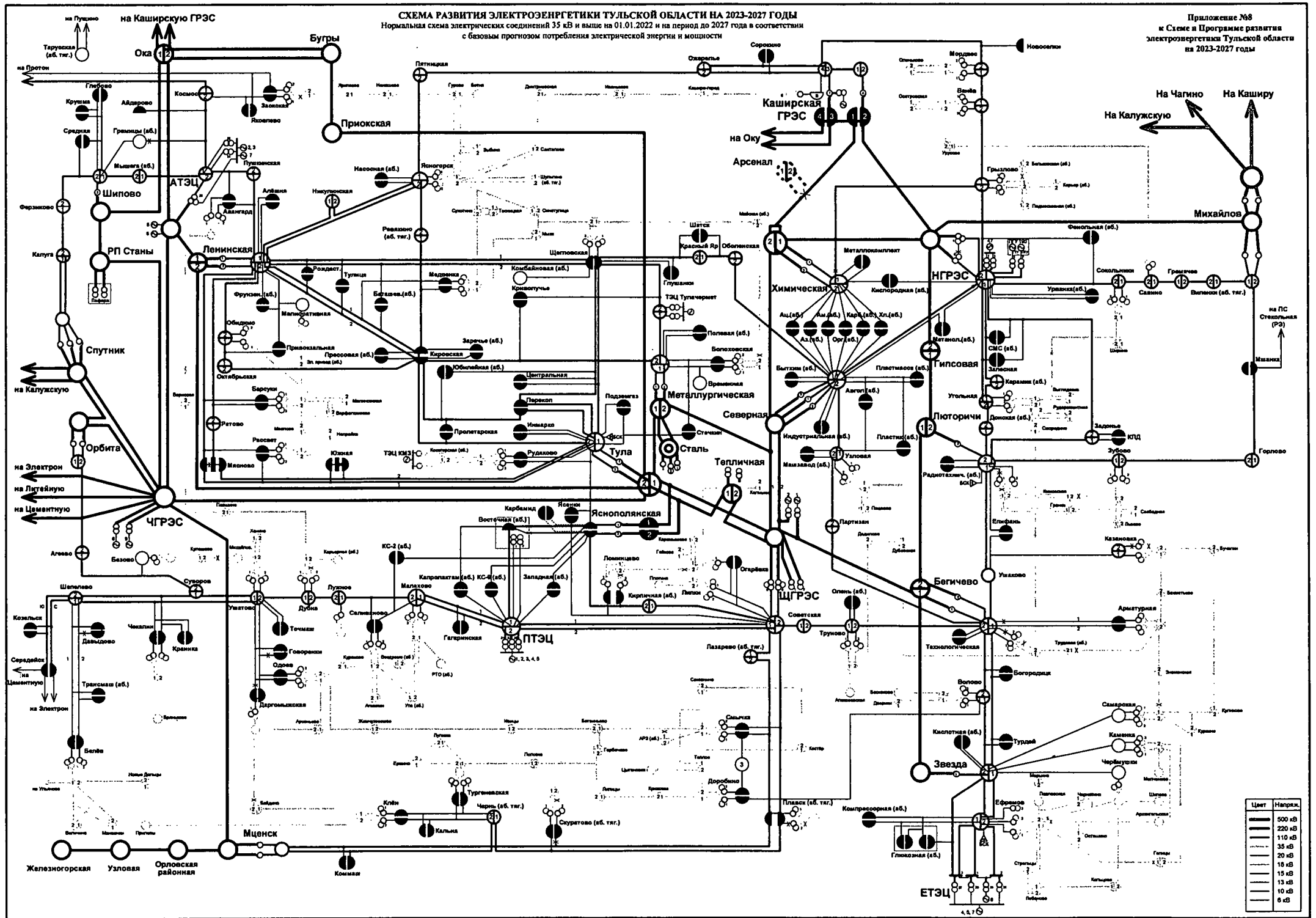
Приложение № 7  
к Схеме и Программе развития  
электроэнергетики Тульской  
области на 2023-2027 годы





**СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2023-2027 ГОДЫ**  
 Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2022 и на период до 2027 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности

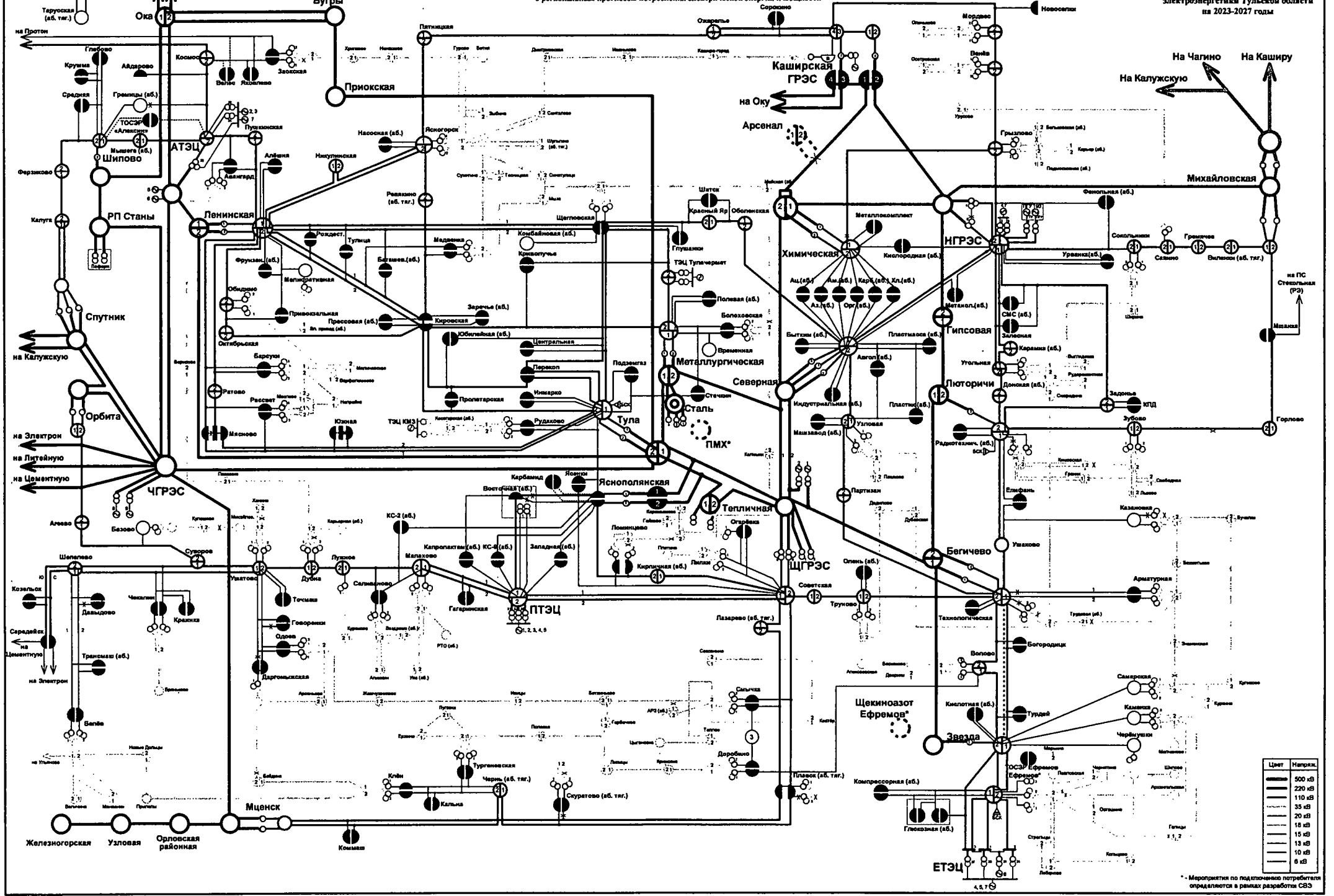
Приложение №8  
к Схеме и Программе развития  
электроэнергетики Тульской области  
на 2023-2027 годы



Цвет	Напряж.
— (thick solid)	500 кВ
- - - (dashed)	220 кВ
— (thin solid)	110 кВ
· · · (dotted)	35 кВ
- · - · (dash-dot)	20 кВ
- - - (thin dashed)	10 кВ
— (very thin solid)	6 кВ

**СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2023-2027 ГОДЫ**  
 Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2022 и на период до 2027 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности

Приложение №9  
к Схеме и Программе развития  
электроэнергетики Тульской области  
на 2023-2027 годы



Цвет	Напряж.
(Thick solid line)	500 кВ
(Medium solid line)	220 кВ
(Thin solid line)	110 кВ
(Dashed line)	35 кВ
(Dotted line)	20 кВ
(Dash-dot line)	18 кВ
(Thin solid line)	15 кВ
(Thin solid line)	13 кВ
(Thin solid line)	10 кВ
(Thin solid line)	6 кВ

\* Мероприятия по подпитыванию потребителей определяются в рамках разработки СВЗ