



ПРАВИТЕЛЬСТВО ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 30.04.2019 № 161

Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2020-2024 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 2020-2024 годы (приложение).

2. Признать утратившим силу пункт 1 постановления правительства Тульской области от 27.04.2018 № 165 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2019-2023 годы».

3. Постановление вступает в силу со дня официального опубликования, за исключением пункта 2 постановления, вступающего в силу с 1 января 2020 года.

Первый заместитель Губернатора
Тульской области – председатель
правительства Тульской области



В.В. Шерин

Приложение
к постановлению правительства
Тульской области

от 30.04.2019 № 161

СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики
Тульской области на 2020-2024 годы

Содержание

Введение	6
1. Общая характеристика Тульской области	7
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Тульской области.....	17
2.1. Характеристика энергосистемы Тульской области	17
2.1.1. Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация».....	18
2.1.2. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация».....	19
2.1.3. ООО «Щекинская ГРЭС»	20
2.1.4. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей.....	20
2.1.5. Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	21
2.1.6. Территориальные сетевые организации Тульской области.....	24
2.1.7. Энергосбытовые организации Тульской области	25
2.2. Динамика изменения уровней электропотребления и максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2014-2018 годы.....	25
2.3. Структура электропотребления за 2014-2018 годы	27
2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности.....	28
2.4. Анализ балансов мощности и электроэнергии энергосистемы Тульской области за 2014-2018 годы	30
2.4.1. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и видам генерирующего оборудования за 2018 год.....	33
2.5. Основные характеристики электросетевого хозяйства Тульской области.....	36
2.6. Анализ произведенных в 2018 году вводов, реконструкций электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области.....	42
2.7. Основные внешние электрические связи энергосистемы Тульской области.....	43
2.7.1. Анализ отчетного потокораспределения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на зимний/летний максимум нагрузок за 2018 год.....	44
2.8. Анализ основных проблем функционирования энергосистемы Тульской области.....	47
2.9. Анализ загрузки питающих центров напряжением 110-220 кВ	47
2.9.1. Оценка пропускной способности центров питания 220 кВ Тульской энергосистемы	47
2.9.2. Оценка резервов мощности центров питания 110 кВ Тульской энергосистемы	54
2.10. Анализ уровней напряжения и состояние степени компенсации реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области.....	56

2.11. Оценка существующих уровней токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше объектов энергосистемы Тульской области.....	56
2.12. Анализ развития генерирующих мощностей и режимов работы электростанций энергосистемы Тульской области за 2014-2018 годы	56
2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Тульской области за 2014-2018 годы	62
2.14. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2014-2018 годы	64
2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных генерирующих компаний на территории Тульской области в 2018 году	65
2.16. Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2013-2017 годы.....	66
3. Основные направления развития электроэнергетики Тульской области на 2020–2024 годы	69
3.1. Исходные данные и принятые допущения	69
3.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Тульской области на 2019-2024 годы.....	78
3.2.1. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Тульской области с выделением крупных потребителей.....	81
3.3. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области на 2019-2024 годы..	82
3.4. Расчеты электрических режимов сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2020-2024 годы.....	85
3.5. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2024 года.....	92
3.5.1. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2024 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности	92
3.5.2. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности	107
3.6. Анализ надежности схемы отдельных подстанций классом напряжения 110 кВ	120
3.7. Расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2024 года	121
3.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2024 года	122
3.9. Мероприятия, направленные на снижение износа энергетической инфраструктуры энергосистемы Тульской области.....	122
3.10. Мероприятия по усилению связи 110 кВ между Новомосковской ГРЭС и ПС 220 кВ Северная.....	124
3.11. Анализ эффективности и перспективы эксплуатации ПС 110 кВ Трансмаш, ПС 110 кВ Кирпичная и ПС 110 кВ Олень	126

3.12. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области.....	128
3.13. Плановые значения показателя надежности услуг по передаче электрической энергии, оказываемых территориальными сетевыми организациями, действующими на территории Тульской области	141
3.14. Развитие источников генерации Тульской области на 2020–2024 годы.....	141
3.14.1. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2024 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности	142
3.14.2. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности	143
3.14.3. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2024 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности.....	143
3.14.4. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности.....	144
3.14.5. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость).....	144
3.15. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования	145
3.16. Прогноз потребления тепловой энергии на 2020–2024 годы с выделением крупных потребителей	145
3.17. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2020–2024 годы.....	147
3.18. Определение территорий перспективного развития когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ в Тульской области	148
3.19. 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	151
4. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям	153
5. Схема развития электроэнергетики Тульской области.....	158
6. Список сокращений, используемых в тексте	158

Приложения к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2020-2024 годы:

приложение № 1. Перечень существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2024 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Тульской области;

приложение № 2. Основные характеристики линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области;

приложение № 3. Основные характеристики электрических подстанций напряжением 220 кВ энергосистемы Тульской области (по филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС);

приложение № 4. Основные характеристики электрических подстанций напряжением 110 кВ энергосистемы Тульской области (по филиалу «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»);

приложение № 5. Вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2020–2024 годы. Сводные данные по развитию электрических сетей;

приложение № 6. 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 № 7. 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 № 8. Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2019 и на период до 2024 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 9. Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2019 и на период до 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности.

Введение

Схема и Программа развития электроэнергетики Тульской области на 2020–2024 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 года № 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 № 0366200035618006630/1 от 09.01.2019 на выполнение научно-исследовательской работы по теме «Схема и программа развития электроэнергетики Тульской области на 2020–2024 годы», заключенного между министерством промышленности и топливно-энергетического комплекса Тульской области и АО «НТЦ ЕЭС (Московское отделение)».

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.

Результаты схемы и программы используются при разработке 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 1,1 тыс. км. Основные железнодорожные магистрали: Москва – Тула – Орел, Рязск – Тула – Калуга, Москва – Ефремов – Донецк. На территории области расположены крупные железнодорожные узловые станции: Тула, Узловая, Плеханово, Присады, Казначеевка, Ефремов, Сбродово.

По состоянию на 01.01.2019 общая протяженность автомобильных дорог составляет 13686,6 км, в том числе регионального или межмуниципального значения – 4447,9 км, федерального значения – 731,6 км, местного значения – 8507,1 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 01.01.2019, тыс. человек		
Всего	в том числе	
	городское	сельское
1478,8	1106,5	372,3

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 2019 года.

Таблица 1.2. Наиболее крупные населенные пункты Тульской области

Наименование	Численность населения, тыс. человек	Наименование	Численность населения, тыс. человек
1	2	3	4
Городской округ город Тула	546,9	г. Кимовск	25,7
Городской округ город Новомосковск	134,9	г. Киреевск	26,2
Городской округ город Донской	63,0	г. Суворов	17,4
Городской округ город Алексин	67,3	г. Ясногорск	15,6
г. Щекино	57,7	г. Плавск	15,9

1	2	3	4
г. Узловая	50,5	г. Венев	14,0
Городской округ город Ефремов	55,3	г. Белев	12,9
г. Богородицк	30,8	-	-

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

Индекс промышленного производства Тульской области за 2018 год составил 102,3% (в целом по ЦФО – 108,5% и России – 102,9%). Рост промышленного производства региона обеспечен обрабатывающими отраслями, доля которых в структуре оборота организаций области составляет 47,8%.

По итогам 2018 года в структуре обрабатывающей промышленности лидирующее место занимает машиностроение с долей 32,8%, далее идет химическое производство – 20,8%, металлургия – 15,8%, производство пищевых продуктов – 13,4%, ТЭК – 6,8%, производство неметаллических минеральных продуктов – 3,7%, целлюлозно-бумажное производство – 2,5%, легкая промышленность – 1,3% и др.

Отличительной особенностью региона является высокая концентрация предприятий оборонно-промышленного комплекса, которыми осуществляется разработка и производство продукции военного назначения по различным направлениям. На территории Тульской области расположено 25 действующих предприятий оборонной промышленности, на которых занято около 30 000 человек.

Одним из базовых направлений производственной деятельности предприятий оборонно-промышленного комплекса является выпуск продукции по контрактам с государственными заказчиками в рамках государственного оборонного заказа. Поддержка оборонно-промышленного комплекса со стороны руководства области – приоритет в развитии промышленного комплекса.

В целом стабильное развитие промышленности региона в 2018 году во многом обеспечено реализацией и запуском новых инвестиционных проектов по выпуску высокотехнологичной, конкурентоспособной на мировом и отечественном рынках продукции.

В химической промышленности региона в 2018 году индекс производства составил 100,1% по сравнению с 2017 годом.

В 2018 году запущены крупные производственные комплексы на ведущих предприятиях химической отрасли:

проекты «Производство метанола-ректификата мощностью 450 тысяч тонн в год и аммиака мощностью 135 тысяч тонн в год» и «Производство диметилового эфира мощностью 20000 т/год» в ОАО «Щекиноазот»;

проект «Техническое перевооружение цеха «Карбамид-2» с увеличением мощности до 1500 тонн в сутки и созданием производства гранулированного карбамида с серой» в АО «НАК «Азот».

В настоящее время продолжается реализация инвестиционных проектов ОАО «Щекиноазот» по производству азотной кислоты и аммиачной селитры, производству метанола, карбамида.

В металлургической промышленности индекс производства за 2018 год составил 81,7% по отношению к 2017 году.

ООО УК «Промышленно-металлургический Холдинг» и ООО «Тулачермет-Сталь» реализуют масштабный инвестиционный проект «Строительство литейно-прокатного комплекса по производству сортового проката, фасонного проката и слябов с производством стального проката в объеме 1,5 миллиона тонн». Реализация проекта вошла в завершающую стадию. Осуществляется поставка основного и вспомогательного технологического оборудования. Продолжаются работы по устройству встроенных помещений и обустройству территории. Завершены горячие испытания и осуществлен розжиг печи стана. Выполнен прокат первой заготовки. Объем освоенных инвестиций составил более 95,0%.

В структуре регионального промышленного выпуска значимую долю составляет целлюлозно-бумажное производство, представленного такими предприятиями, как филиалы ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша» в г. Веневе и г. Советске Щекинского района, ООО «Алексинская бумажно-2018 год составил 101,4%.

Предприятия активно реализуют инвестиционные программы, модернизируют производства и создают новые рабочие места. ООО «Алексинская бумажно-картонная фабрика» реализовало проект по модернизации картоноделательной машины. В планах предприятия создание нового производства по изготовлению гофрокартона и гофроупаковки.

В 2018 году в легкой промышленности наблюдается разноправленная динамика по индексам по производству текстильных изделий (89,6%), производству одежды (113,2%), производству кожи и изделий из кожи, производству обуви (90,2%).

Фондом развития промышленности Тульской области совместно с министерством промышленности и топливно-энергетического комплекса Тульской области запущена единая отраслевая торговая площадка

предприятий легкой промышленности (legprom71.ru). На площадке представлено более 36 региональных производителей, которые предлагают к поставке более 800 товарных позиций.

В полной мере заработал Фонд развития промышленности Тульской области. В 2018 году предоставлено финансирование для реализации проектов:

ООО «ИЭК Холдинг» - «Внедрение новых технологий производства двустенной трубы ПНД/ПВД и цветных кабель-каналов торговой марки «Элекор»;

ООО «Механик-Туламаш» - «Производство комплектующих изделий для ремонта и модернизации металлообрабатывающих станков».

При поддержке Фонда развития промышленности Тульской области совместно с министерством промышленности и топливно-энергетического комплекса Тульской области в 2017-2018 годах промышленным предприятиям региона одобрены льготные займы федерального Фонда развития промышленности на реализацию инвестиционных проектов на общую сумму более 2,5 млн руб., среди них: АО «Полема», АО «НАК «Азот», ООО «Арнест МеталлПак», ПАО «Октава», АО «ИТО-Туламаш», ООО «Металлопрокатный завод» и др.

В качестве нового механизма поддержки промышленных предприятий в 2018 году были заключены специальные инвестиционные контракты (СПИК) регионального уровня:

ООО «ИЭК ХОЛДИНГ», инвестиционный проект «Модернизация производства металлокорпусов ЦМП» (г. Ясногорск);

ООО «Алексинская бумажно-картонная фабрика», инвестиционный проект «Модернизация КДМ и создание нового производства по изготовлению гофрокартона и гофроупаковки» (г. Алексин).

Кроме того, заключен СПИК федерального уровня с ООО «Тулачермет-Сталь» для реализации инвестиционного проекта «Создание литейно-прокатного комплекса и освоение производства проката».

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» и указом Губернатора Тульской области от 24 сентября 2018 года № 203 «О стратегических направлениях, целях и задачах развития Тульской области на период до 2024 года» реализуется региональная приоритетная программа «Производительность труда и поддержка занятости».

За период ее реализации выполнен значительный объем работ и удалось достичь значительных результатов на предприятиях-участниках

(ООО «Аэрозоль Новомосковск» и АО «Полема»): улучшена логистика движения продуктов, проведено перебалансирование персонала, снижены партии запуска, сокращено время переналадок оборудования. Как результат - снижены остатки незавершенного производства, сокращено время протекания процессов, сокращены занимаемые производственные площади, обеспечен рост производительности труда.

В сфере подготовки кадров совместно с Министерством обороны Российской Федерации завершена работа по созданию научно-производственной роты на базе 106-й гвардейской воздушно-десантной дивизии и головных предприятий оборонно-промышленного комплекса г. Тулы - АО «КБП» и АО «НПО «СПЛАВ». В весенний период в состав научно-производственной роты призвано 20 военнослужащих, а в осенний еще 20 человек. Организована работа военной кафедры в ФГБОУ ВО «Тульский государственный университет» с подготовкой студентов по военно-учетным специальностям - родственным оборонным специальностям, востребованным на предприятиях оборонно-промышленного комплекса г. Тулы.

Вышеперечисленные меры поддержки позволят промышленным предприятиям региона более активно реализовывать свои инвестиционные программы по модернизации и технологическому перевооружению производств.

По данным Тулстата по состоянию на 01.01.2018 в строительном комплексе Тульской области 2313 действующих строительных организаций. В соответствии с производственным планом работ Росстата срок представления данных на 01.01.2019 – 1 июля 2019 года.

Объем работ и услуг, выполненных собственными силами организаций по виду деятельности «строительство», за 2018 год на территории области составил 39 млрд 750 млн рублей, индекс физического объема к 2017 году – 89,6%.

За 2018 год ввод жилья на территории Тульской области составил 726,5 тыс. м² или 104,3% к 2017 году.

Ввод индивидуального жилищного строительства в общем объеме ввода жилья составил 354,2 тыс. м² или 117,1% к 2017 году; доля ввода индивидуального жилищного строительства в общем объеме жилья – 48,8%.

По данным Тулстата средняя обеспеченность жителей Тульской области жильем (жилая площадь, приходящаяся в среднем на 1 человека) по состоянию на 01.01.2018 – 28,1 м² на 1 человека, что на 11,5% больше, чем по Российской Федерации (25,2 м²) и на 6,0% больше, чем по ЦФО (26,5 м²).

Общая площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на 1 жителя в городах и поселках городского типа – 26,8 м², в сельских населенных пунктах области – 31,9 м².

Общая площадь жилых помещений в Тульской области по состоянию 01.01.2018 – 41 млн 944,8 тыс. м², в том числе:

в городах и поселках городского типа – 29 млн 930,6 тыс. м²,

в сельских населенных пунктах – 12 млн 14,2 тыс. м².

По состоянию на 01.01.2019 в рамках региональной программы по переселению граждан из аварийного жилищного фонда в 2018 году в муниципальных образованиях город Тула, город Новомосковск, Суворовский и Киреевский районы, принявших участие в реализации программы, приобретены 267 жилых помещения, общей площадью 12,49 тыс. кв. м.

Одной из важнейших направлений улучшения комфортности проживания населения на территории Тульской области – газификация населенных пунктов. По областным программам газификации в 2018 году газифицировано природным газом 26 населенных пунктов, построено 76,07 км распределительных газовых сетей, газифицировано 4 728 домовладений (квартир), уровень газификации региона на 01.01.2019 составляет 88,31%, в том числе природным – 86,97%.

В рамках областных подпрограмм по развитию ипотечного жилищного кредитования и обеспечению жильем молодых семей в Тульской области осуществляется поддержка платежеспособного спроса граждан на жилье.

Региональным фондом развития жилищного строительства и ипотечного кредитования за 2018 год выдан 351 ипотечный займ на сумму 507 млн рублей, в том числе 204 займа – на льготных условиях отдельным социальным категориям граждан.

Основными задачами, стоящими перед строительным комплексом Тульской области, на предстоящий период являются:

развитие жилищного строительства, в том числе по направлениям, обеспечивающим его доступность для граждан;

системная застройка, комплексное освоение и развитие городских и сельских территорий;

комплексный подход к формированию нового сегмента строительства жилья экономического класса;

инфраструктурное обустройство территорий.

Все это будет способствовать привлечению инвестиций не только на строительство жилья, но и на создание коммунальной и социальной инфраструктуры, обеспечит успешное выполнение контрольных показателей по вводу жилья на предстоящий период.

По состоянию на 1 января 2018 года в Тульской области насчитывается порядка 63,1 тысяч субъектов малого и среднего предпринимательства (на 2,5% больше к уровню 2017 года), в том числе 22422 малых (включая микро) предприятия, 196 средних предприятий, 40532 индивидуальных предпринимателя.

По итогам 2018 года численность работников списочного состава малых и средних предприятий с учетом занятых в сфере индивидуальной предпринимательской деятельности составляет свыше 189 тыс. чел. (на 1,5% выше уровня 2017 года).

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. Владелец земель категории «земли промышленности» является АО «Корпорация развития Тульской области». 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 «Корпорация развития Тульской области» завершило строительство ПС 110/10 кВ Индустриальная (2х125 МВА) и двух КВЛ 110 кВ (2х7,6 км) по договору об осуществлении технологического присоединения к ПС 220 кВ Северная ПАО «ФСК ЕЭС» с выделенным на индустриальный парк объемом мощности в размере 60 МВт. Создана система оптического-волоконной связи, проходящая по всей территории индустриального парка. В 2017 году территория парка была подключена к системе газоснабжения с выделенной мощностью 14108,5 м³/час. Установлены три базовые станции сотовой связи различных операторов.

В 2018 году было осуществлено подключение к системе хозяйственно-питьевого водоснабжения с разрешенной мощностью 6000 м³/сутки. В 2019 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 Naval разместится на площади в 218 га. Проектная мощность завода составит 150 тысяч автомобилей в год, запуск производства намечен на май 2019 года. В 2018 году завершено строительство I очереди административно-делового комплекса ООО «ХММР» с двумя общежитиями на 150 человек проживания в каждом. 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» (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 «Корпорация развития Тульской области».

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

В настоящее время территория особой экономической зоны оснащена основными видами энергоресурсов: электроэнергией от ПС 110 кВ Индустриальная в объеме 40 МВт, водоснабжением в объеме 4000 м³/сутки, газоснабжением в объеме 12000 м³/час, построены два коллектора отведения очищенных хозяйственно-бытовых, промышленных и ливневых стоков, создан временный таможенный пост и сети связи.

В текущем году планируется завершение строительства основной автодороги и железнодорожной ветки в ОЭЗ ППТ «Узловая», общего ограждения для первого этапа развития экономической зоны, планируется

дальнейшее развитие систем электро-, газо-, водоснабжения и водоотведения, завершение проектирования основного таможенного поста.

В настоящее время на территории ОЭЗ ППТ «Узловая» размещены 11 резидентов, два из которых уже начали промышленное производство продукции, еще четыре находятся в стадии активного строительства, остальные – в стадии проектирования предприятий. В 2019 году планируется завершение строительства и открытие трех предприятий из числа строящихся.

Проект комплексного развития территории «Новая Тула»

Проект комплексного развития территории «Новая Тула» предполагает строительство комплекса микрорайонов жилого и общественно-делового назначения вблизи Калужского шоссе в городе Туле. Первый этап проекта предусматривает строительство более 800 тыс. кв. метров социального и коммерческого жилья с необходимой для комфортного проживания инфраструктурой. Микрорайон рассчитан на 25 тысяч жителей. Транспортная доступность территории будет обеспечена за счет строительства магистрали общегородского значения. Площадь земельного участка для реализации первого этапа высокоэтажной застройки – 105 га.

Выполнено строительство сетей газоснабжения.

Филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» построены КЛ 10 кВ от ПС 110 кВ Южная протяженностью 6,71 км и РП-10 кВ, что позволяет обеспечить подключение нагрузки потребителей до 13 МВт.

Построено примыкание к автомобильной дороге Р-132 «Калуга-Тула-Михайлов-Рязань» (140 м) и участок №1 автомобильной дороги протяженностью 180 м. Выполнен проект строительства автодороги-дублера Калужского шоссе со светофорным объектом.

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 Тульской области 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 территории ТОСЭР «Ефремов» планируется создание биотехнологического кластера. В настоящее время на базе ООО «Каргилл» заявлены к реализации инвестиционные проекты четырех компаний: ООО «Ефремов-Фарма» (производство активных фармацевтических субстанций), ООО «Ефремов-Латекс» (производство перчаток из латекса), ООО «Промбиотехнологии» (производство аминокислот и других биодобавок для сельскохозяйственной и пищевой отраслей), ООО «Тульский завод растительных масел» (строительство экстракционного завода по глубокой переработке семян сои и рапса).

Территория опережающего социально-экономического развития «Алексин»

На территории муниципального образования город Алексин создается территория опережающего социально-экономического развития «Алексин» (ТОСЭР «Алексин»), в рамках которой планируются к реализации следующие инвестиционные проекты: строительство завода по производству гранулированного зеленого корма из люцерны (ООО «Хамсин Грасс»), строительство агропромышленного парка и тепличного комплекса (ООО «Агротехнологии Развития»), строительство хлебозавода с производством хлеба высокой степени готовности (ООО «Холдинговая компания «ААА+»), строительство завода глубокой переработки молока (ООО «ЗГПМ ЛактоПром»). Потребность в электрической мощности для функционирования указанных производств оценивается в размере около 50 МВт.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Тульской области

2.1. Характеристика энергосистемы Тульской области

Тульская энергосистема работает в составе объединенной энергетической системы Центра параллельно с Единой энергетической системой России. Диспетчерское управление режимами параллельной работы энергосистемы Тульской области в составе ЕЭС России осуществляется Филиалом АО «СО ЕЭС» Тульское РДУ.

Тульская энергосистема граничит с Московской, Калужской, Рязанской, Орловской, Брянской и Липецкой энергосистемами.

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 «МРСК Центра и Приволжья» (0,4-6(10) -35-110 кВ);
- 6) АО «Тулские 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 – владельцы объектов электросетевого хозяйства.

На территории Тульской области располагаются электростанции промышленных предприятий:

- 1) ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет» (101,5 МВт);
- 2) ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» (24 МВт);
- 3) Первомайская ТЭЦ и ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот» (105 МВт, 6 МВт).

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 Тульской, Калужской, Орловской, Смоленской и Брянской энергосистем, 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 (КТ) 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 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 представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2017	2018		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
Черепетская ГРЭС	450/172	-	-	1953	344,7	180,2

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).

Основные характеристики генерирующего оборудования филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» на 01.01.2019 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	
		2017	2018		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
НГРЭС	233,65/302,4	35,9	32,05	1934	236,6	205,3
АТЭЦ	62/150	84,2	84,63	1941	656,9	181,6
ЕТЭЦ	160/520	92,3	94,1	1933	471,1	153,9

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 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	
		2017	2018		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
Щекинская ГРЭС	400/0	2,1	2,91	1950	450,5	316,2

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

Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей (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 2896,5 МВА;
- 2) 2 участка воздушных линий электропередачи классом напряжения 500 кВ общей протяженностью 277,21 км;
- 3) 31 линия электропередачи классом напряжения 220 кВ общей протяженностью 988,55 км.

Воздушные линии Приокского ПМЭС обеспечивают связь энергосистемы Тульской области с Московской, Калужской, Брянской, Орловской, Рязанской энергосистемами, 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 «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», 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 «МРСК Центра и Приволжья»

Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» является основным поставщиком услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям ПАО «МРСК Центра и Приволжья» 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 (РЭС), 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.

Общая протяженность ЛЭП 0,4-110 кВ в одноцепном исполнении составляет 33076,88 км.

Источниками электроснабжения сетей филиала «Тулэнерго» служат электростанции: Щекинская ГРЭС, Новомосковская ГРЭС, Ефремовская ТЭЦ, Алексинская ТЭЦ, Черепетская ГРЭС, ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»,

а также подстанции 220 кВ Приокского ПМЭС (ПС 220 кВ Тула, ПС 220 кВ Ленинская, ПС 220 кВ Металлургическая, 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 «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2017–2018 годах представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Информация о составе основных средств филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Классификация основных средств	2017			2018		
	МВА	км	шт.	МВА	км	шт.
Электрические подстанции, всего:	5697,76		8421	5903,3		8520
ПС 110 кВ	3499,1		90	3494,1		90
ПС 35 кВ	709,2		81	709,2		81
КТП	1489,46		8250	1700		8349
Линии электропередачи, всего:		33025,39	21286		33076,88	20411
Воздушные линии – всего:		31835,65	18891		31855,93	18020
ВЛ 110 кВ		2823,91	159		2826,17	159
ВЛ 35 кВ		2150,38	132		2150,38	134
ВЛ 6(10) кВ		13564,31	1133		13507,13	1116
ВЛ 0,4 кВ		13297,05	17467		13372,25	16608
Кабельные линии, всего:		1189,84	2395		1220,95	2391
КВЛ 110 кВ		18,1			18,1	
КЛ 35 кВ					0	0
КЛ 6(10) кВ		693,45	589		703,02	595
КЛ 0,4 кВ		478,19	1806		499,83	1796

Оценка технического уровня электросетевых объектов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5. Технический уровень электросетевых объектов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Показатель	Количество подстанций			
	ПС 110 кВ Всего 90 ед.		ПС 35 кВ Всего 81 ед.	
	Единица измерения			
	штук	%	штук	%
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	11	12	17	21
Подстанции на ОД и КЗ (отделителях, короткозамыкателях)	25	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 – однотрансформаторные, 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, 21% ПС 35 кВ являются однотрансформаторными, 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.

Однотрансформаторные (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 Елифань, 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 техническом 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, Новозасецкий, Аварийный, Шпальный; деревень Маклец, Ильинка, Мошок, Урванка, Большое Колодезное; поселков шахт № 15, 21, 22, 27, 28, 31, 35, 38; пос. Ширино, с. Спасское, д. Ольховец Новомосковского района Тульской области; п. 1-я Каменецкая Узловского района Тульской области;

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, д. Шевелевка, д. Белые Дворы;

4) ООО «Энергосеть» – на территории города Узловая, населенных пунктов Узловского района: пос. Дубовка, пос. Партизан, пос. Бруснянский,

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 01.01.2019 приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6. Основные характеристики объектов электросетевого хозяйства ТСО Тульской области на 01.01.2019

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»	1055/674,6	-	75,6	753,5	1169,9	782,0
ООО «ПромЭнергоСбыт»	396/224,5	-	195,3	416,6	373,9	318,6
ОАО «ЩГЭС»	203/107,4	-	130,0	410,0	175,0	113,0
ООО «Энергосеть»	186/100,0	41,8	112,3	344,7	177,6	168,0
АО «АЭСК»	193/107,1	-	30,6	233,6	201,8	130,5

2.1.7. Энергосбытовые организации Тульской области

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

АО «ТНС энерго Тула»;

ООО «Новомосковская энергосбытовая компания»;

ООО «Алексинэнергосбыт».

Кроме этого, на 01.04.2019 в Тульской области действуют 19 энергосбытовых организаций, являющихся субъектами ОРЭМ.

2.2. Динамика изменения уровней электропотребления и максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2014-2018 годы

В 2015 году имело место снижение электропотребления на 0,31% по отношению к 2014 году. В 2016 году прирост электропотребления составил 1,29% по отношению к 2015 году. В 2017 году снижение электропотребления

составило 1,14% по отношению к 2016 году. В 2018 году вновь наметился прирост электропотребления на 1,75% по отношению к 2017 году.

Удельный вес энергосистемы Тульской области в потреблении электроэнергии по ОЭС Центра за рассматриваемый период незначительно снизился (до 4,13% в 2018 году при 4,24% в 2014 году).

Динамика потребления электроэнергии по Тульской энергосистеме с 2014 года представлена в таблице 2.7.

Таблица 2.7. Динамика потребления электроэнергии по Тульской энергосистеме за 2014-2018 годы

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	Средне- годовые темпы прироста, %
ОЭС Центра	232,93	231,771	237,276	238,558	242,565	
Годовой темп прироста, %	-	-0,50	2,38	0,54	1,68	0,82
Энергосистема Тульской области, млрд кВт·ч	9,869	9,838	9,965	9,851	10,023	
Годовой темп прироста, %	-	-0,31	1,29	-1,14	1,75	0,32
Удельный вес в ОЭС Центра, %	4,24	4,24	4,20	4,13	4,13	

За период 2014-2018 годов собственный максимум нагрузки составил 1660 МВт в 2014 году.

Динамика изменения максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области представлена в таблицах 2.8 и 2.9.

Таблица 2.8. Динамика изменения максимума/минимума зимних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2014-2018 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
2014	1660	31.01.2014 10-00	-23,3	976	02.01.2014 05-00	-4,1
2015	1480	26.01.2015 11-00	-10,3	1053	24.12.2015 04-00	6,0
2016	1537	25.01.2016 11-00	-17,1	1048	31.12.2016 04-00	-2,3
2017	1549	08.02.2017 10-00	-19,3	974	02.01.2017 05-00	0,4
2018	1552	20.02.2018 11-00	-12,0	952	02.01.2018 04-00	1,6

Таблица 2.9. Динамика изменения максимума/минимума летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2014-2018 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
2014	1174	13.08.2014 14-00	22,8	785	01.06.2014 05-00	20,0
2015	1144	28.07.2015 14-00	21,4	771	05.07.2015 05-00	23,5
2016	1172	15.07.2016 11-00	25,0	777	01.06.2016 05-00	13,1
2017	1170	15.06.2017 11-00	10,0	796	06.08.2017 05-00	20,0
2018	1167	06.08.2018 14-00	21,7	813	20.08.2018 05-00	20,6

2.3. Структура электропотребления за 2014-2018 годы

Данные по электропотреблению Тульской области с разделением по группам потребителей в 2014-2018 годах представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10. Структура электропотребления Тульской области в 2014-2018 годах

Группа потребителей	Потребление, млн кВт·ч				
	2014	2015	2016	2017	2018
Промышленное производство	5141,7	5269,2	5220,9	5206,9	5260,7
Производственные сельскохозяйственные потребители и лесное хозяйство	128,5	109,1	117,1	115,5	124,1
Транспорт и связь	117,2	106,4	94,3	87,5	92,5
Строительство	60,1	58,8	58,1	60,7	69,4
Жилищно-коммунальное хозяйство	403,6	334,7	386,6	385,6	428,0
Население	1372,7	1344,5	1432,2	1427,7	1419,9
Бюджетные потребители	309,3	308,5	317,0	357,6	331,9
Прочие виды экономической деятельности	1264,6	1288,5	1279,4	1257,6	1321,4
Потери электрической энергии в распределительных сетях	938,4	894,0	926,1	821,3	835,2
Потери в сетях ЕНЭС	132,7	124,2	133,5	131,0	140,0
ИТОГО электропотребление	9868,6	9837,9	9965,2	9851,4	10023,0

Основную долю в структуре электропотребления в 2018 году занимает промышленное производство – 5266,4 млн кВт·ч или 52,5% от общей величины электропотребления, потребители группы «Население» – 1419,94 млн кВт·ч или 14,2%, потребители сферы «Жилищно-коммунальное хозяйство» – 4,3%.

Кроме этого, в структуре электропотребления 975,2 млн кВт·ч или 9,7% в совокупности составляют потери электрической энергии в распределительных сетях и в сетях ЕНЭС.

Структура электропотребления Тульской области за 2018 год представлена на рисунке 2.1.

За рассматриваемый период времени самый динамичный прирост электропотребления зафиксирован по группам «Население» и «Прочие виды экономической деятельности».



Рисунок 2.1. Структура электропотребления Тульской области за 2018 г., %

2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности

В Тульской области наиболее крупными потребителями электрической энергии являются АО «Новомосковская акционерная компания «Азот» и ОАО «Щекиноазот», являющиеся одними из значимых химических предприятий России. Объемы их электропотребления в совокупном объеме электропотребления Тульской области составляют 11,7% и 6,3% соответственно.

Данные по потреблению электроэнергии и мощности крупными потребителями электрической энергии и мощности в Тульской области представлены в таблицах 2.11 и 2.12.

Таблица 2.11. Объемы потребления электроэнергии крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя электроэнергии	Объем годового потребления электроэнергии, млн кВт·ч				
	2014	2015	2016	2017	2018
Потребление электроэнергии всего, в том числе по наиболее крупным потребителям:	9868,57	9837,94	9965,2	9851,4	10022,8
АО «НАК «Азот»	1156,8	1178,15	1173,49	1176,6	1205,3
ОАО «Щекиноазот»	551,89	620,93	632,2	630,8	659,1
ПАО «Тулачермет»	471,00	431,70	394,4	386,4	389,1
ООО «Каргилл»	213,75	228,35	218,34	207,3	215,2
ОАО «РЖД» (по Тульскому региону)	162,69	160,28	153,55	153,3	154,1
ПАО «Косогорский металлургический завод»	156,97	165,92	119,70	124,5	125,3
АО «Тулагорводоканал»	103,48	103,41	107,70	108,1	106,9
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	108,71	102,83	107,79	98,8	97,9
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	87,54	68,56	38,07	16,6	19,1
АО «Тулатеплосеть»	81,25	81,23	87,02	86,2	85,8
АО «Тяжпромарматура»	66,90	70,31	69,19	60,5	56,4
ОАО «Пластик»	60,35	52,83	53,46	54,0	56,5
АО «Полема»	50,58	59,34	56,60	58,3	59,1
АО АК «Туламашзавод»	49,59	52,08	54,44	52,6	53,2
АО «Тульский патронный завод»	38,63	37,87	40,20	32,12	24,4
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	47,79	42,47	40,26	39,3	41,2
ООО «Новомосковский городской водоканал»	30,77	28,89	29,96	28,9	29,6
АО «Алексинская бумажно-картонная фабрика»	35,67	26,24	31,24	21,52	43,8
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	21,13	23,24	24,57	25,5	27,6

**Таблица 2.12. Объем потребления мощности
крупными потребителями в Тульской области**

Наименование потребителя электрической мощности	Потребление мощности (зимний максимум), МВт				
	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6
Максимум (зимний) потребления энергосистемы:	1660	1480	1537	1549	1552
АО «НАК «Азот»	170,0	134,5	134,0	134,0	138,0
ОАО «Щекиноазот»	80,0	70,9	72,2	72,0	75,2
ПАО «Тулачермет»	70,0	49,3	45,0	45,0	45,0
ООО «Каргилл»	30,0	31,4	30,0	31,0	30,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	21,0	18,9	13,6	14,2	14,3
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	18,0	16,0	17,0	17,5	18,2
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	13,0	11,2	10,5	10,5	11,5
АО «Тулатеплосеть»	30,0	30,0	30,4	30,7	30,7
АО «Тяжпромарматура»	12,5	9,2	10,5	10,5	9,5
ОАО «Пластик»	12,0	7,0	8,4	6,5	7,5
АО «Полема»	8,3	8,0	9,0	9,0	10,0
АО АК «Туламашзавод»	14,5	14,5	16,0	16,0	15,0
АО «Тульский патронный завод»	12,0	7,5	8,2	8,2	5,5
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	9,5	8,0	9,5	9,5	9,5
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	4,4	6,0	4,6	5,6	6,0

2.4. Анализ балансов мощности и электроэнергии энергосистемы Тульской области за 2014-2018 годы

Согласно фактическим замерам максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области за 2014-2018 годы зафиксирован 31.01.2014 и составил 1660 МВт при частоте электрического тока 50,00 Гц и среднесуточной температуре наружного воздуха минус 23,3°С. Максимальная нагрузка электростанций на час прохождения максимума составила 1703 МВт. В 2018 году максимум потребления мощности зафиксирован 20.12.2018 в 10:00 и составил 1552 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха минус 12,0°С.

Фактический баланс мощности энергосистемы Тульской области на час максимума прохождения ЕЭС России в декабре 2014-2018 годов представлен в таблице 2.13.

Таблица 2.13. Фактический баланс мощности энергосистемы
Тульской области на час максимума прохождения ЕЭС России
в декабре 2014-2018 годов (МВт)

Показатели	2013 г. 12 декабря 10-00	2014 г. 3 декабря 17-00	2015 г. 17 декабря 17-00	2016 г. 20 декабря 17-00	2018 г. 24 декабря 17-00
1	2	3	4	5	6
1. Установленная мощность, всего, в том числе:	2597,15	2917,15	2497,15	1 542,15	1542,15
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	675,65	545,65	545,65	455,65	455,65
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО- Электрогенерация»	1285,00	1735,00	1315,00	450,00	450,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00
Электростанции промышленных предприятий	131,50	131,50	131,50	131,50	131,50
2. Ограничения, всего, в том числе:	159,99	194,80	195,43	199,12	213,09
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	72,76	99,69	107,97	107,25	128,45
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО- Электрогенерация»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	40,00	40,00	38,33	43,05	34,64
Электростанции промышленных предприятий	47,23	55,11	49,13	48,82	50,00
3. Располагаемая мощность, всего, в том числе:	2437,16	2722,35	2301,72	1343,03	1329,06
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	602,89	445,96	437,68	348,40	327,20
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО- Электрогенерация»	1285,00	1735,00	1315,00	450,00	450,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	65,00	65,00	66,67	61,95	70,36
Электростанции промышленных предприятий	84,27	76,39	82,37	82,68	81,50
4. Ремонты, всего, в том числе:	0,00	0,00	200,00	0,00	200,00
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО- Электрогенерация»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	0,00	0,00	200,00	0,00	200,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
из них капитальный ремонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

1	2	3	4	5	6
средний ремонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
текущий ремонт	0,00	0,00	200,00	0,00	0,00
аварийный ремонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Снижение мощности в связи с ЗРР, всего, в том числе:	20,87	0,00	17,45	0,00	0,00
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0,00	0,00	17,45	0,00	0,00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	20,87	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Консервация, всего, в том числе:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7. Резерв, всего, в том числе:	1032,10	1885,86	1435,30	722,00	279,17
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	307,25	199,23	145,30	97,00	79,17
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	519,27	1286,63	1090,00	225,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	203,69	400,00	200,00	400,00	200,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	1,89	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8. Нагрузки, всего, в том числе:	1547,99	842,01	660,08	633,51	999,79
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	295,64	246,74	274,93	251,40	380,77
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	897,64	448,37	228,93	226,16	452,12
ООО «Щекинская ГРЭС»	196,31	0,00	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	74,13	70,51	73,85	73,27	85,40
Электростанции промышленных предприятий	84,27	76,39	82,37	82,68	81,50
9. Собственное потребление	1515,64	1374,98	1522,75	1 369,35	1481,56
10. Сальдо перетоков мощности («+» - прием; «-» - отдача) (п. 9-п. 8)	-32,35	532,97	862,67	735,84	481,77

Согласно фактическим замерам максимум потребления мощности за указанный 5-летний период зафиксирован в 17-00 20.12.2014 и составил 1514,64 МВт, величина генерации составила 660,08 МВт. В момент зафиксированного максимума потребления мощности в 2014 году сальдо перетоков мощности от соседних энергосистем составлял 32,35 МВт.

Согласно фактическим замерам режимного дня в 2018 году (в 17-00 24.12.2017) максимум потребления энергосистемы Тульской области составил 1542,15 МВт при нагрузке электростанций 999,79 МВт.

Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2014-2018 годы приведен в таблице 2.14.

Таблица 2.14. Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2014-2018 годы, млн кВт·ч

Показатели	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6
1. Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	6174,2	5683,1	6008,4	5079,7	5014,5
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	1725,2	1727,7	1623,0	1618,6	1602,3
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»	3238,2	2699,1	2964,9	2097,1	2060,9
ООО «Щекинская ГРЭС»	126,2	45,7	259,2	189,7	122,4
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	497,6	539,5	528,3	539,1	571,2
Электростанции промышленных предприятий	586,9	671,1	633,0	635,2	657,7
2. Электропотребление	9868,6	9837,9	9965,2	9851,4	10023,0
3. Сальдо перетоков электроэнергии «+» - прием, «-» - отдача	3694,4	4154,8	3956,8	4771,7	5008,5

Максимум электропотребления энергосистемы Тульской области за период 2014-2018 годов отмечен в 2018 году и составил 10023 млн кВт·ч при выработке электроэнергии в объеме 5014,5 млн кВт·ч. В 2018 году имел место рост электропотребления Тульской области по сравнению с 2017 годом на 1,75%.

2.4.1. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и видам генерирующего оборудования за 2018 год

Выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Тульской области, включая производство электроэнергии электростанциями промышленных предприятий, в 2018 году составила 5014,5 млн кВт·ч (98,7% от факта 2017 года):

- 1) электростанция АО «Интер РАО - Электрогенерация» - 2060,9 млн кВт·ч;
- 2) электростанция ООО «Щекинская ГРЭС» - 122,4 млн кВт·ч;
- 3) электростанции ПАО «Квадра» - 1602,3 млн кВт·ч;
- 4) электростанции промышленных предприятий - 1228,9 млн кВт·ч.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности за 2017 год приведена в таблице 2.15.

Таблица 2.15. Структура выработки электроэнергии в Тульской энергосистеме по типам электростанций и видам собственности за 2018 год

Электростанция	Собственник	Выработка за 2018 год, млн кВт·ч	% от общей выработки
1	2	3	4
Черепетская ГРЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	2060,9	41,1
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»	122,4	2,4
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	140,6	2,8
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	230,4	4,6
Новомосковская ГРЭС	ПАО «Квадра»	1231,3	24,6
Первомайская ТЭЦ	ОАО «Щекиноазот»	571,2	11,4
ТЭЦ	Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот»	50,5	1,0
ТЭЦ-ПВС	ПАО «Тулачермет»	484,9	9,7
ТЭЦ-ПВС	ПАО «Косогорский металлургический завод»	122,3	2,4

Доля выработки электроэнергии электростанций по видам собственности от общей выработки энергосистемы Тульской области за 2018 год приведена на рисунке 2.2.

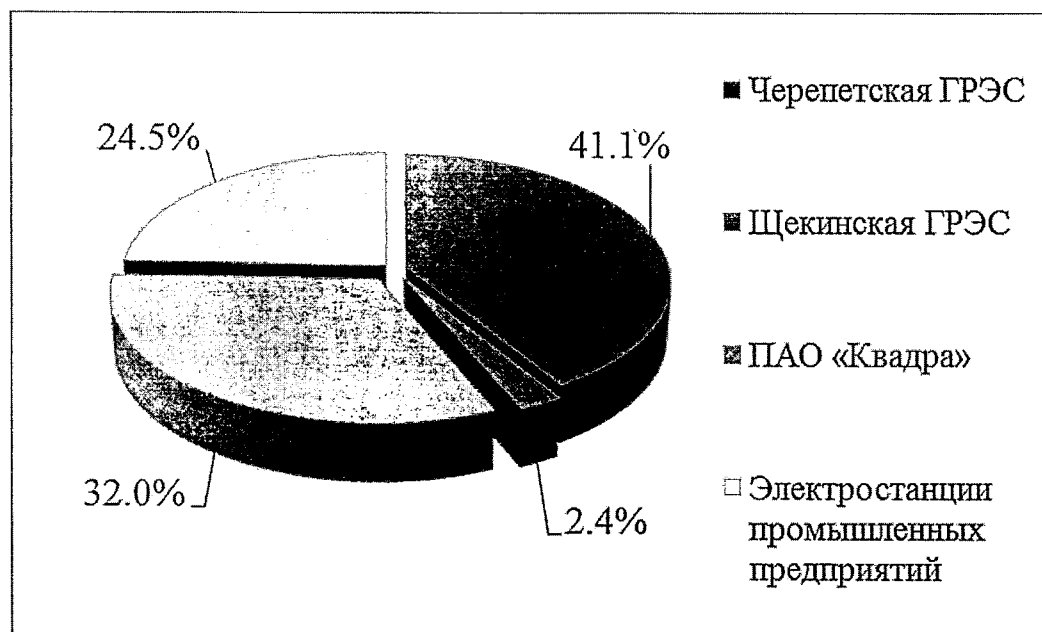


Рисунок 2.2. Доля выработки электроэнергии за 2018 год, %

Структура выработки электроэнергии электростанций энергосистемы Тульской области за 2018 год по видам генерирующего оборудования (млн кВт·ч) приведена на рисунке 2.3.

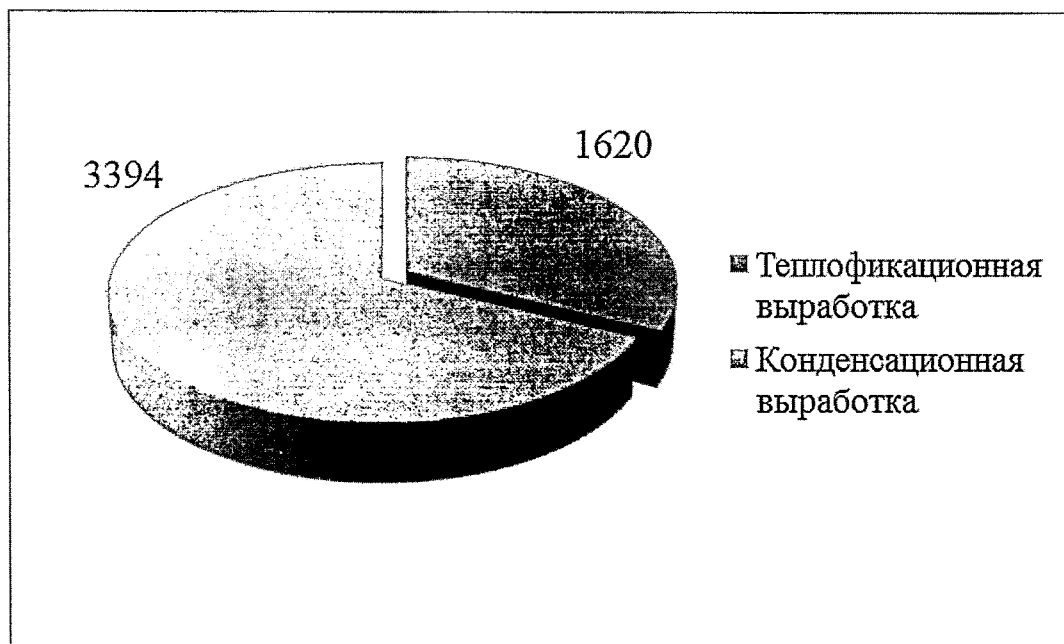


Рисунок 2.3. Структура выработки электроэнергии за 2018 год, млн кВт·ч

Сведения об использовании установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области за 2018 год приведены в таблице 2.16.

Таблица 2.16. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) электростанций энергосистемы Тульской области за 2018 год

Наименование	Установленная мощность электростанции на 31.12.2018, МВт	КИУМ, %	Установленная мощность электростанции на 01.01.2019, МВт
Черепетская ГРЭС	450	52,28	450
Щекинская ГРЭС	400	3,49	400
Новомосковская ГРЭС	233,65	60,16	233,65
Алексинская ТЭЦ	62	25,90	62
Ефремовская ТЭЦ	160	16,44	160
Первомайская ТЭЦ	105	62,10	105
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	54,53	101,5
ТЭЦ ПАО «КМЗ»	24	58,19	24
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	96,00	6

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 2.17 приведены данные о количестве линий электропередачи 110 и 220 кВ, срок эксплуатации которых превышает нормативный срок в 25 лет.

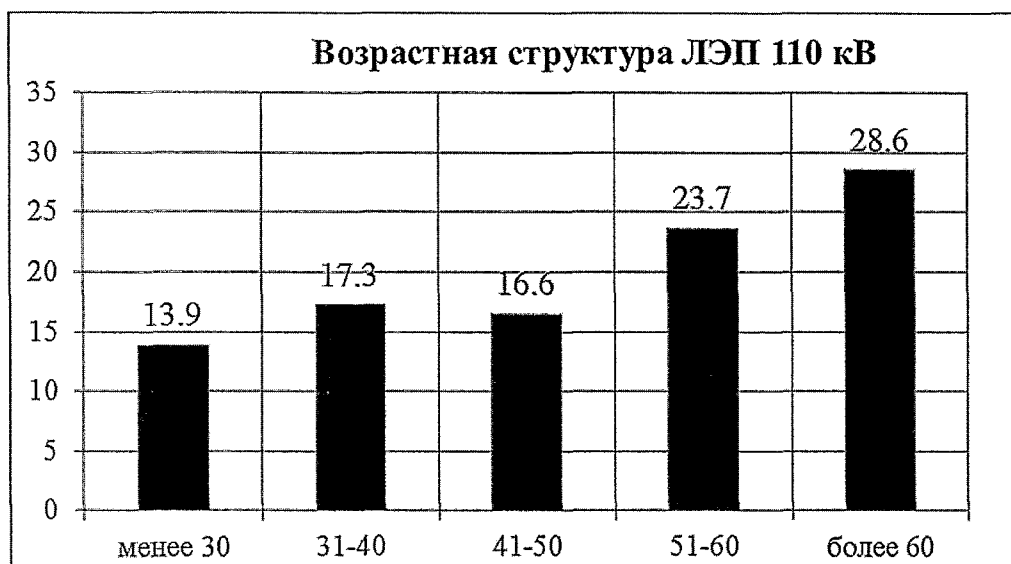


Рисунок 2.4. Возрастная структура линий электропередачи
Тульской энергосистемы

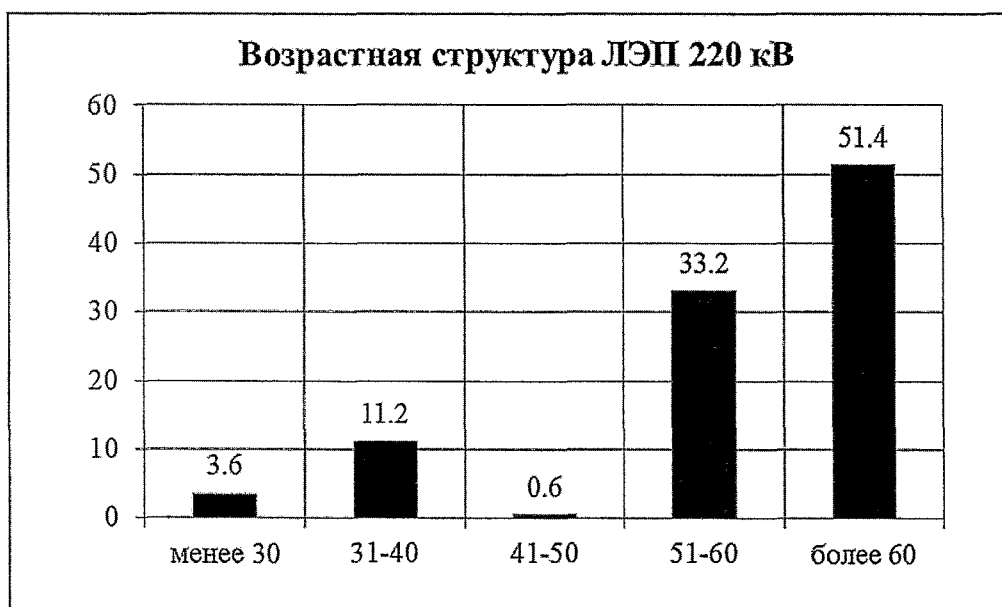


Рисунок 2.5. Возрастная структура линий электропередачи
Тульской энергосистемы

Таблица 2.17 Возрастная структура линий электропередачи
110 и 220 кВ на 01.01.2019

Показатель	30 лет и менее	31-40 лет	41-50 лет	51-60 лет	более 60 лет
1	2	3	4	5	6
ВЛ 220 кВ общая протяженность, км	35,8	110,7	5,6	328,2	508,3
То же, %	3,6	11,2	0,6	33,2	51,4
ВЛ 110 кВ общая протяженность, км	395	491,2	470,8	672,5	812,5
То же, %	13,9	17,3	16,6	23,7	28,6

С учетом данных по состоянию электросетевого хозяйства Филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» планируется реконструкция электросетевых объектов в связи со значительным физическим износом (таблица 2.18).

Таблица 2.18. Перечень электросетевых объектов, по которым
планируется реконструкция в связи со значительным физическим износом

Наименование энергообъекта	Характеристика объекта	Год реконструкции
1	2	3
1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Обидимо-Октябрьская, протяженностью по трассе 3 км	3,0 км	2019
2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая-Ясногорск, протяженностью по трассе 0,8 км	0,8 км	2025
3. 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 с заменой опор, провода, изоляторов для увеличения пропускной способности на участке ВЛ 110 кВ Мясново-Ратово (протяженность 26,85 км)	26,85 км	2025
4. 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
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
6. Реконструкция ВЛ 35 кВ Казановка-Бучалки, протяженностью по трассе 12,7 км	12,7 км	2023
7. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Лужное, замена ТН-110 кВ (НКФ-110) - 6 шт.		2023

1	2	3
на НАМИ-110 кВ - 6 шт., замена ТТ-110 кВ (ТФНД-110) - 6 шт. на элегазовые ТРГ-110 - 6 шт., монтаж модульного здания, замена комплектов электромеханических реле на микропроцессорные; монтаж микропроцессорной дуговой защиты		
8. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Даргомыжская, замена ОД, КЗ на ЭВ 110 кВ - 1 шт., замена МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ - 3 шт.		2023
9. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Тургеневская, замена ОД, КЗ на ЭВ 110 кВ - 2 шт., замена МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ - 3 шт.		2023
10. Реконструкция ПС 110 кВ Щегловская с заменой металлоконструкций ОРУ 110 кВ и монтажом жесткой ошиновки, заменой МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ и установкой разъединителей 110 кВ с моторным приводом рабочих ножей		2024
11. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Арсеньев с заменой ОРУ 35-10 кВ на комплектную блочно-модульную подстанцию с выключателями 35 кВ - 3 шт., разъединителями 35 кВ - 6 шт., с заменой МВ 10 кВ на ВВ 10 кВ - 5 шт., монтажом ВЧ заградителя - 1 шт.		2023
12. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Кураково с заменой МВ 35 кВ - 3 шт. на ЭВ 35 кВ, заменой разъединителей 35 кВ - 6 шт., монтажом ВЧ заградителя - 1 шт.		2023
13. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Угольная с заменой разъединителей 110 кВ - 17 шт., МВ 35 кВ на ЭВ 35кВ - 4 шт., разъединителей 35 кВ - 22 шт., МВ-6 кВ на вакуумные - 14 шт., разъединителей 6 кВ - 68 шт., воздушных мостов 6 кВ Т-1 и Т-2 на кабельные вводы		2022
14. Установка шкафов защит и автоматики линии типа ШЭ2607 016106 на ПС 110 кВ Ясногорск для ликвидации аварийных режимов (3 шт.)		2023
15. Реконструкция ПС 110 кВ Подземгаз с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт.)		2021
16. Модернизация ПС 110 кВ Гремячее с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт.)		2021
17. Реконструкция ПС 110 кВ Волово с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт.)		2022
18. Реконструкция ПС 110 кВ Щегловская с заменой металлоконструкций ОРУ 35 кВ и монтажом жесткой ошиновки, установкой разъединителей 35 кВ с моторным приводом рабочих ножей, реконструкцией ячеек 6 кВ №2 А+Б, № 9 А+Б, 11 А+Б		2024
19. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ефремов-Черемушки с отп., протяженностью по трассе 6,0 км	6,0 км	2022

1	2	3
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, протяженностью по трассе 8,7 км	8,7 км	2023
21. Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Турдей, замена разъединителя перемычки №1 и №2 и их опорно-стержневой изоляции на полимерную		2021
22. Реконструкция ПС 110 кВ Малахово с заменой выключателя 6 кВ на ВБП 20-10-1000 (10 шт.), ТН 110 кВ - 3 шт., ТСН на ТМГ 100/6 - 3 шт.		2024
23. Реконструкция ПС 110 кВ Венёв с заменой ТН 110 кВ - 3 шт., конденсатора связи 110 кВ (1 шт.)		2022
24. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Ефремов с заменой выключателя 6 кВ на ВБП 20-10-3000 (2 шт.), ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 3 шт., ТСН на ТМГ 400/6 - 2 шт.		2022
25. Реконструкция ПС 110 кВ Доробино с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 2 шт.		2021
26. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Гремячее с заменой ТН 110 кВ (2 шт.)		2019
27. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Тургеневская с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.)		2019
28. Модернизация ПС 110 кВ Мясново с заменой ТН 110 кВ (3 шт.)		2020
29. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Задонье с заменой ТН 110 кВ (6 шт.)		2021
30. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Точмаш с заменой выключателя 10 кВ на ВБМ 10/20/1000 (3 шт.)		2020
31. Модернизация ПС 110 кВ Рудаково с заменой ТСН на ТМГ 64/6 (1 шт.)		2021
32. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Говоренки с заменой выключателя 10 кВ на ВБП 10-1000 (2 шт.)		2021
33. Модернизация ПС 110 кВ Труново с заменой ТН 110 кВ (3 шт.)		2022
34. Модернизация ПС 110 кВ Турдей с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (2 шт.)		2022
35. Реконструкция ПС 35 кВ Дмитриевская с заменой выключателя 10 кВ - 10 шт.		2022
36. Реконструкция ПС 35 кВ Смородино с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 2 шт.		2022
37. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Гранки с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 2 шт.		2020
38. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Липицы с заменой выключателя 10 кВ на ВБМ 10/20-1000 (1 шт.)		2019

1	2	3
39. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Осташино с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2022
40. Модернизация ПС 35 кВ Варфоломеево с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ - 2 шт.		2021
41. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Ержино с заменой выключателя 10 кВ на ВБМ 10/1000 - 2 шт.		2021
42. Модернизация ПС 35 кВ Дворики с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (2 шт.)		2020
43. Техническое перевооружение ПС 35/6 кВ Пашково с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.)		2021
44. Модернизация ПС 35 кВ Марьино с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2021
45. Модернизация ПС 35 кВ Павловская с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2021
46. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Павшино с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.)		2022
47. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская, протяженностью по трассе 21 км	21,0 км	2023
48. 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 (2-я очередь), протяженностью по трассе 12,0 км	12,0 км	2024
49. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск-Плавск с отпайками, протяженностью по трассе 30 км	30,0 км	2024
50. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ивановово-Кашира (с 1 по 79 опору) протяженностью по трассе 7,7 км	7,7 км	2024
51. 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
52. Реконструкция ПС 110 кВ Криволучье с монтажом секционной перемычки 110 кВ		2022
53. Модернизация ПС 110 кВ Огаревка с заменой электромеханических защит двух ВЛ 35 кВ Огарёвка-Карамышево-1 и Огарёвка-Карамышево-2 на микропроцессорные (тип защит «Сириус 21Л» - 2 шт.)		2022
54. Модернизация ПС 110 кВ Мясново с заменой электромеханических защит четырех вводных выключателей 6-10 кВ силовых трансформаторов №1 и №2 на шкаф микропроцессорных защит (тип шкафа ШЭ2607164 - 1 шт.)		2022
55. Модернизация ПС 110 кВ Мясново с заменой электромеханических защит двух секционных выключателей 6-10 кВ и четырех трансформаторов напряжением 6-10 кВ на шкафы микропроцессорных защит (тип шкафа ШЭ2607179 - 2 шт.)		2022

1	2	3
56. Техническое перевооружение ПС 110 кВ КПД с заменой ОД, КЗ-110 кВ на ЭВ 110 кВ, РВС 110 кВ на ОПН 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ЩСН (2 панели), монтажом новых шкафов КРУН, со строительством ОПУ, с заменой защиты и автоматики тр-ров 110/6 кВ, устройство ЦС на микропроцессорные устройства РЗА		2022
57. Реконструкция ПС 110 кВ Самарская с заменой МВ 35 кВ на ЭВ (7 шт.), замена ОД и КЗ 110 кВ на ЭВ - 2 шт. Замена ТСН №3. Реконструкция двух линейных ячеек 6 кВ		2022
58. Реконструкция ПС 110 кВ Черёмушки. Замена ОД и КЗ 110 кВ на ЭВ (1 шт.). Замена МВ 35 на ЭВ (3 шт.). Реконструкция КРУН 10 кВ с заменой 2-х линейных ячеек и МВ 10 кВ на ВВ (8 шт.)		2022
59. Техническое перевооружение ПС 110 кВ Ефремов. Замена проходной изоляции в ЗРУ 6 кВ. Замена МВ 110 на ЭВ 110 (4 шт.). Замена МВ 35 на ЭВ 35 (8 шт.) Замена МВ 6 на ВВ 6 (5 шт.). Замена ТН 1 и 2 СШ 110 кВ (6 шт.). Замена ТН 35 кВ (2 шт.). Замена ДГК 6 кВ (6 шт.)		2022
60. Модернизация ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Гурово с заменой МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ (7 шт.)		2022
61. Устройство 2-х линейных ячеек 35 кВ на ПС 35 кВ Марьино и ПС 35 кВ Дворики		2022
62. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Павловская, замена МВ 35 кВ на элегазовые (2 шт.) на ОРУ 35 кВ и замена МВ 10 кВ на вакуумные (5 шт.) в КРУН 10 кВ		2022
63. Техническое перевооружение ПС 35 кВ Львово с заменой МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ - 5 шт., ТН-35кВ - 2 шт., разрядников РВС 35 кВ - 6 шт.; разъединителей 35 кВ - 14 шт.; МВ 6 кВ на ВВ 6 кВ - 14 шт.; панелей СН - 3 шт., панелей ПТ - 3 шт., АБ 2хСК-2 24В на АБ - 110В, ВУ 1 - шт.		2022
64. Реконструкция ПС 35 кВ 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
65. Реконструкция ПС 110 кВ Одоев с заменой КРУН - 10 кВ (16 шт.)		2021
66. Реконструкция ПС 110 кВ Яковлево с заменой КРУН - 10 кВ (2 шт.) в Заокском районе деревня Верхнее Романово		2019
67. Реконструкция ПС 35 кВ Баскаково Воловского РЭС с заменой ячеек (4 шт.)		2021

2.6. Анализ произведенных в 2018 году вводов, реконструкций электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области

Информация по выполненным в 2018 году вводам, реконструкциям и прочим действиям с объектами электросетевого хозяйства по Тульской энергосистеме приведена в таблице 2.19.

Таблица 2.19. Вводы, реконструкция объектов
электросетевого хозяйства в 2018 году

Наименование объекта	Наименование элемента	Мероприятие
1	2	3
По филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС		
ПС 220 кВ Северная	ЭВ ВЛ 110 кВ Северная-Хлорная Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Пластмасс 2 ф. Жш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Пластмасс 2 ф. Жл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Пластмасс 2 ф. Зл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Пластмасс 2 ф. Зш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Пластмасс 2 ф. Кл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Пластмасс 2 ф. Кш	техническое перевооружение и программа повышения надёжности
ПС 220 кВ Бегичево	Высоковольтный ввод ШСМВ 220 кВ ф. Аш2 Высоковольтный ввод ШСМВ 220 кВ ф. Сш1 Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Технологическая 2 ф. Зш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Бегичево-Труново ф. Жш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Бегичево-Труново ф. Кл	программа повышения надёжности
ПС 220 кВ Звезда	Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отп. ф. Кш	программа повышения надёжности
ПС 220 кВ Ленинская	Высоковольтный ввод 110 кВ АТ-2 ф.С Высоковольтный ввод МВ 220 кВ АТ-1 ф. Ж Высоковольтный ввод МВ 220 кВ АТ-1 ф. Жт Высоковольтный ввод ОМВ 110 кВ ф. Жш Высоковольтный ввод ОМВ 110 кВ ф. Жо Высоковольтный ввод ОМВ 110 кВ ф. Зш Высоковольтный ввод ОМВ 110 кВ ф. Зо Высоковольтный ввод ОМВ 110 кВ ф. Кш Высоковольтный ввод ОМВ 110 кВ ф. Ко Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Щегловская 1 с отп. ф. Зл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Щегловская 1 с отп. ф. Кш	программа повышения надёжности

1	2	3
	Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Фрунзенская ф. Зш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Фрунзенская ф. Кл	
ПС 220 кВ Металлургическая	Высоковольтный ввод 110 кВ АТ-1 ф. А	программа повышения надёжности
ПС 220 кВ Тула	Высоковольтный ввод 110 кВ АТ-1 ф. А Высоковольтный ввод МВ ВЛ 220 кВ Тула-Металлургическая ф Жш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 220 кВ Тула-Металлургическая ф Жл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 220 кВ Тула-Металлургическая ф Кш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 220 кВ Тула-Металлургическая ф Кл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Тула-Мясново 1 с отп. ф Жл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Тула-Мясново 1 с отп. ф Жш	программа повышения надёжности
ПС 220 кВ Яснополянская	Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отп. ф Жл Высоковольтный ввод МВ 110 кВ АТ-2 ф Вш ОПН моста 220 кВ АТ-2 фС	техническое перевооружение
По филиалу «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»*		
-	-	-

* Новых вводов и капитальной реконструкции объектов 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2018 году не было.

2.7. Основные внешние электрические связи энергосистемы Тульской области

Связь энергосистемы Тульской области с энергосистемами смежных субъектов Российской Федерации осуществляется по линиям электропередачи классом напряжения 110-220 кВ:

С энергосистемой Московской области:

- 1) ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока;
- 2) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС;
- 3) ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая;
- 4) ВЛ 220 кВ Приокская – Бугры;
- 5) ВЛ 220 кВ Шипово – Ока;
- 6) ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки;

- 7) ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск.

С энергосистемой Калужской области:

- 1) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита;

- 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 Шепелево – Белев 1 с отпайками;
- 14) 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 Zubovo – Горлово.

С энергосистемой Орловской области:

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

С энергосистемой Брянской области:

ВЛ 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 2018 год

Тульская энергосистема ОЭС Центра входит в оперативную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Тульского РДУ. В настоящий момент Тульская энергосистема связана:

- 1) с Московской энергосистемой 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, ВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока;
- 2) с Рязанской энергосистемой по ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская, ВЛ 110 кВ Zubovo – Горлово, ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее;

3) с Орловской энергосистемой 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 Калужской энергосистемой 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 Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово;

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

В таблице 2.20 представлены основные характеристики режимов контрольных замеров зимних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок. В день зимних контрольных замеров 20.12.2017 максимальное суммарное потребление Тульской энергосистемы было зафиксировано в 18 часов. В день летних контрольных замеров 20.06.2018 максимальное суммарное потребление Тульской энергосистемы было зафиксировано в 10 часов.

Таблица 2.20. Основные характеристики режимов
за дни зимних и летних контрольных замеров

Основные характеристики режима		Режимный день контрольного замера	
		зимних максимальных нагрузок (18-00 20.12.2017)	летних максимальных нагрузок (10-00 20.06.2018)
Баланс мощности энергосистемы	Потребление, МВт	1363	1090
	Генерация, МВт	709	531
	Внешние перетоки*, МВт:		
	Московская ЭС	+476	+278
	Рязанская ЭС	+127	+177
	Орловская ЭС	+59	+11
	Калужская ЭС	-62	+46
	Брянская ЭС	+54	+47

* Приём мощности со знаком «+», выдача мощности со знаком «-».

Анализ представленных данных показал, что энергосистема Тульской области является дефицитной по мощности. Покрытие дефицита осуществляется из соседних энергосистем.

В зимнем режиме контрольных замеров дефицит покрывается за счет получения мощности из энергосистем Московской, Рязанской, Орловской и Брянской областей. Основной поток мощности поступал из энергосистем Московской и Рязанской области (более 80% от общего потока). При этом мощность передавалась в энергосистему Калужской области.

В летнем режиме контрольных замеров дефицит мощности покрывался за счет получения мощности из всех смежных энергосистем.

В таблице 2.21 представлены уровни загрузки генераторного оборудования электростанций Тульской энергосистемы, находящегося в работе в дни контрольных замеров.

Таблица 2.21. Загрузка генераторов электростанций
Тульской энергосистемы мощностью более 5 МВт

Наименование электростанции	Номер блока	Загрузка в режимный день контрольного замера, МВт	
		зимних максимальных нагрузок (18-00 20.12.2017)	летних максимальных нагрузок (10-00 20.06.2018)
1	2	3	4
Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО-Электрогенерация»	Блок 8	223,7	226,0
	Блок 9	0	0
ООО «Щекинская ГРЭС»	Блок 1	100,1	0
	Блок 2	0	0
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Новомосковская ГРЭС»	ТГ-4	0	0
	ТГ-7	0	0
	ГТУ-124	127,8	112,8
	ПТУ-64	48,8	52,0
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Алексинская ТЭЦ»	ТГ-2	11,4	0
	ТГ-3	0	0
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Ефремовская ТЭЦ»	ТГ-4	0	0
	ТГ-5	0	0
	ТГ-6	39,6	0
	ТГ-7	0	7,7

1	2	3	4
Первомайская ТЭЦ Филиала ОАО «Щекиноазот»	ТГ-1	24,1	18,0
	ТГ-2	21,7	27,0
	ТГ-3	0	23,7
	ТГ-4	0	0
	ТГ-5	27,8	0
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	ТГ-2	14,0	0
	ТГ-3	4,8	4,2
	ТГ-4	4,4	4,4
	ТГ-5	40,1	36,1
ТЭЦ ПАО «КМЗ»	ТГ-1	7,0	6,0
	ТГ-2	7,5	7,0
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «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 центров питания 110 кВ на территории Тульской области, что ограничивает присоединение дополнительной электрической нагрузки в среднесрочной перспективе;
- 4) зависимость режимов 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 пропускной способности центров питания 220 кВ Тульской энергосистемы

Для всех энергорайонов энергосистемы Тульской области проведена оценка резервов мощности центров питания ПС 220 кВ.

Оценка пропускной способности центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области приведена в таблице 2.22.

Необходимо отметить, что к 2024 году срок службы всех автотрансформаторов, указанных в таблице 2.22, за исключением АТ-1 и АТ- 2 ПС 220 кВ Тула, 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 2.22. Оценка пропускной способности центров питания 220 кВ Тульской энергосистемы

Энергорайон, ПС, АТ	Загрузка автотрансформаторов, МВА/% 2018 год				Загрузка автотрансформаторов, МВА/% 2017 год				Δ* на 01.01.2019
	за 19.12.2018 (режимный день)		за 21.06.2018 (режимный день)		за 20.12.2017 (режимный день)		за 21.06.2017 (режимный день)		
	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тульский									
АТ-1 ПС 220 кВ Тула	73,3/73,2	29	58,0/57,0	23	68,3/67,4	27	60/58,7	24	100
АТ-2 ПС 220 кВ Тула	77,7/77,3	31	60,9/60,3	24	72,7/71,2	29	62,8/57,7	25	
АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	99,9/78,6	49	91,4/66	46	95/63,8	48	66,8/60,5	33	100
АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	99,2/78,1	49	90,8/65,7	45	94,6/63,6	47	66/59,9	33	
АТ-1 ПС 220 кВ Металлургическая	30,4/29,8	24	23,9/21,2	19	28,6/28,4	23	0	0	40
АТ-2 ПС 220 кВ Металлургическая	30,04/29,5	24	23,6/20,9	19	28,6/28,2	23	30,6/30,6	24	
Новомосковский									
АТ-1 ПС 220 кВ Северная	90,6/79,8	45	82,4/72,6	41	86,4/79,1	42	90,9/72,6	45	25
АТ-2 ПС 220 кВ Северная	54,3/48,0	30	54,6/48,2	30	56,3/52,7	28	47,3/39,5	27	
АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	50,1/42,5	25	52,1/43,4	26	42,7/37	21	41,4/34,9	21	60
АТ-2 ПС 220 кВ Химическая	49,5/41,9	24	52,0/43,1	26	41,9/36,2	21	40,9/34,5	20	
Люторичи и Бегичево									
АТ-1 ПС 220 кВ Бегичево	25,4/24,6	21	19,4/18,9	16	24/22,3	20	12/12,2	10	60

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АТ-2 ПС 220 кВ Бегичево	26,8/24,7	22	20,7/19	17	25/22,5	21	14/11,5	12	
АТ-2 ПС 220 кВ Люторичи	26,01/4,0	21	32,5/6,0	26	0	0	40/24,3	32	80
Щекинский									
АТ-1 ПС 220 кВ Яснополянская	42,5/22,8	34	48,9/33,8	39	34,2/31,6	27	43,4/17,8	35	40
АТ-2 ПС 220 кВ Яснополянская	35,7/21,2	28	ОТКЛ	0	27,1/21,2	22	0	0	
Ефремовский									
АТ-1 ПС 220 кВ Звезда	26,8/21,6	21	34,8/28,7	28	24,8/22,5	23	37,5/24,6	30	0**
Заокский									
АТ-2 ПС 220 кВ Шипово	56,6/49,7	45	43,9/43,9	35	59/59	47	21/20,2	17	30

* Разница между пропускной способностью трансформаторов ЦП 220 кВ и их загрузкой. Указанные здесь и далее по тексту значения приведены для информации и не могут быть использованы для определения невозможности (возможности) технологического присоединения энергопринимающих устройств или генерирующих установок.

** Величина резерва может варьироваться в зависимости от объема генерации на 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 Металлургическая (2х125 МВА).

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Тула в день контрольного замера за 19 декабря 2018 года составляет 29% и 31% соответственно, за 21 июня 2018 года 23% и 24% соответственно.

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Ленинская в день контрольного замера 19 декабря 2018 года составляет 47%, за 21 июня 2018 года составляет около 45%.

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Металлургическая в дни контрольных замеров за 19 декабря 2018 года составляет 24%, за 21 июня 2018 года составляет 19%.

Новомосковский энергорайон

Центром питания Новомосковского района являются ПС 220 кВ Северная (1х200 МВА и 1х180 МВА) и ПС 220 кВ Химическая (2х200 МВА).

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Северная в режимный день контрольного замера зимних максимальных нагрузок 19.12.2018 составила АТ-1 90,6 МВА (45%), АТ-2 54,3 МВА (30%), в режимный день контрольного замера летних максимальных нагрузок 21.06.2018 – АТ-1 – 82,4 МВА (41%), АТ-2 54,6 МВА (30%).

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Химическая в режимный день контрольного замера зимних максимальных нагрузок 19.12.2018 составила АТ-1 50,1 МВА (25%), АТ-2 49,5 МВА (24%), в режимный день контрольного замера летних максимальных нагрузок 21.06.2018 – АТ-1 – 52,1 МВА (26%), АТ-2 52,0 МВА (26%).

Энергорайон Бегичево-Люторици

Основными центрами питания энергорайона Бегичево-Люторици являются ПС 220 кВ Бегичево (АТ-1 мощностью 120 МВА, АТ-2 мощностью 120 МВА) и ПС 220 кВ Люторици (АТ-2 мощностью 125 МВА).

В режимный день за 19.12.2018 (18-00) на ПС 220 кВ Бегичево загрузка АТ-1 составляла 25,4 МВА или 21% от номинальной мощности, АТ-2 составляла 26,8 МВА или 22% от номинальной мощности. На ПС 220 кВ Люторици АТ-2 был загружен на 21% в зимний максимум (26,1 МВА), на 26% в летний максимум нагрузки (32,5 МВА).

В режимный день за 21.06.2018 (10-00) на ПС 220 кВ Бегичево загрузка АТ-1 составляла 19,4 МВА или 16% от номинальной мощности, АТ-2 составляла 20,7 МВА или 17% от номинальной мощности. На ПС 220 кВ Люторичи загрузка АТ-2 составляла 32,5 МВА или 26% от номинальной мощности.

Щекинский энергорайон

Центром питания Щекинского района является Щекинская ГРЭС и ПС 220 кВ Яснополянская, на которой установлены два автотрансформатора мощностью по 125 МВА каждый.

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Яснополянская в режимный день контрольного замера зимних максимальных нагрузок 19.12.2018 составила АТ-1 42,5 МВА (34%), АТ-2 35,7 МВА (28%), в режимный день контрольного замера летних максимальных нагрузок 21.06.2018 – АТ-1 – 48,9 МВА (39%), АТ-2 был выведен из схемы.

Ефремовский энергорайон

Основными питающими центрами Ефремовского энергорайона являются Ефремовская ТЭЦ и ПС 220 кВ Звезда. На ПС 220 кВ Звезда установлен один автотрансформатор АТ-1 мощностью 125 МВА.

В режимный день за 19.12.2018 (18-00) на ПС 220 кВ Звезда загрузка АТ-1 составляла 26,8 МВА или 21% от номинальной мощности.

В режимный день за 21.06.2018 (10-00) на ПС 220 кВ Звезда загрузка АТ-1 составляла 37,5 МВА или 30% 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 уровня генерации на Ефремовской ТЭЦ.

Заокский энергорайон

Основными центрами питания Заокского энергорайона со стороны Тульской энергосистемы являются Алексинская ТЭЦ, ПС 220 кВ Шипово (АТ-2 мощностью 125 МВА).

В режимные дни за 19.12.2018 (18-00) и за 21.06.2018 (10-00) загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово составляла 56,6 МВА или 45% от номинальной мощности и 43,9 МВА или 35% от номинальной мощности соответственно.

Единственным центром питания со стороны Калужской энергосистемы является ПС 220 кВ Протон (АТ-1 мощностью 125 МВА, АТ-2 мощностью 125 МВА) (собственник - ФГБУ «Государственный научный центр Российской Федерации - Институт физики высоких энергий»).

Суворовский энергорайон

До 2018 года фактически единственным центром питания энергорайона являлась Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация».

В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 4 августа 2015 г. № 540 «О согласовании вывода из эксплуатации оборудования и устройств филиала «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО - Электрогенерация» в 2017 году был произведен вывод из эксплуатации оборудования ОРУ 110 кВ Черепетской ГРЭС. В связи с этим в электрической сети Суворовского энергорайона Тульской энергосистемы были выполнены следующие мероприятия:

соединение ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС - Агеево и ВЛ 110 кВ Суворов - Безово с образованием ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой на ПС Безово;

соединение ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС - Шепелево Северная с отпайками и ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС - Ушатово с образованием ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками;

соединение ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС - Шепелево Южная с отпайками и ВЛ 110 кВ Черепетская ГРЭС - Суворов с образованием ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками.

В настоящее время электроснабжение Суворовского энергорайона обеспечивается только по сети 110 кВ от ПС 220 кВ Электрон (по транзиту 110 кВ Электрон – Середейск – Шепелёво – 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 двухцепном исполнении выполнены следующие ВЛ:

ВЛ 110 кВ Шепелёво – Середейск Северная с отпайкой на ПС Козельск и ВЛ 110 кВ Шепелёво – 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).

Расчеты пропускной способности Суворовского энергорайона проводились методом утяжеления с контролем токовой загрузки ВЛ.

Утяжеление производилось на ПС 110 кВ Ушатово, к которой будет присоединен новый потребитель (технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок АО «Корпорация развития Тульской области»).

Пропускные способности транзита 110 кВ были определены в режимах летнего максимума нагрузок для послеаварийных режимов (в схеме с отключением двух элементов сети). Резерв пропускной способности сети 110 кВ Суворовского энергорайона составил 50 МВт.

2.9.2. Оценка резервов мощности центров питания 110 кВ Тульской энергосистемы

В таблице 2.23 представлены сведения о центрах питания 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», характеризующихся текущей недостаточной пропускной способностью трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах.

Основные характеристики центров питания 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» приведены в приложении № 4.

Таблица 2.23. Сведения о загрузке центров питания 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», характеризующихся недостаточной пропускной способностью в послеаварийных и ремонтных схемах

Диспетчерское наименование подстанции 110 кВ	Месторасположение подстанции (адрес)	Количество и мощность трансформаторов	Общая установленная мощность ПС	Допустимая мощность ПС (N-1)	Максимальная загрузка по замерам режимного дня за 5 лет (2016- 2018 годы)	Объем свободной мощности для ТП с учётом ДТП на 01.01.2019
		к-во × МВА	МВА	МВА	МВА	МВА
ПС 110 кВ Пролетарская	г. Тула, ул. Приупская, 1-в	2×25	50	26,25	26,7	-0,31
ПС 110 кВ Средняя	Алексинский район, ж/д станция «Средняя»	1×16; 1×10	26	10,5	11,63	-1,36
ПС 110 кВ Заокская	Заокский район, пос. Заокский	2×16	32	16,8	23,43	-6,53
ПС 110 кВ Яковлево	Заокский район, д. В. Романово	2×10	20	10,5	5,30	-0,27

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 отчетный 2018 год выявлено несоответствие отключающей способности выключателей, установленных на ПС 220 кВ Северная в РУ 110 кВ на присоединениях к отходящим ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Бытхим.

2.12. Анализ развития генерирующих мощностей и режимов работы электростанций энергосистемы Тульской области за 2014-2018 годы

Существующая установленная электрическая и тепловая мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 31.12.2018 представлена в таблице 2.24.

Таблица 2.24. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 31.12.2018

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

1	2	3	4	5
ООО «Щекинская ГРЭС»				
Щекинская ГРЭС 400/0	ТВВ-220-2Е	К-200-130	200	11
	ТВВ-220-2Е	К-200-130	200	12
ПАО «Квадра»				
Алексинская ТЭЦ 62/150	Т-12-2УЗ	ПР-12-90/15	12	2
	ТВФ-63-2У	Т-50-90/1,5	50	3
Ефремовская ТЭЦ 160/520	ТВС-30	ПР-25-90/10	25	4
		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
	SGen5-100A-2P	SST PAC 600	55,9	9
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»				
Первомайская ТЭЦ ОАО «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
Электростанции промышленных предприятий				
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот» 6/0		П-6-35/5М	6	1
ТЭЦ ПАО «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-10,5-90/31	10,5	4
		ПТ-60-90/13	60	5
ТЭЦ ПАО «Косогорский металлургический завод» 24/287,9		ПТ-12-35/10	2x12	1,2

В таблице 2.25 приведены данные о динамике изменения установленной мощности электростанций Тульской области за прошедший пятилетний период. По отношению к 2014 году суммарная установленная мощность уменьшилась на 1280 МВт.

Таблица 2.25. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	на 31.12.2014	на 31.12.2015	на 31.12.2016	на 31.12.2017	на 31.12.2018
1	2	3	4	5	6
Черепетская ГРЭС	1510	1735	1315	450	450

1	2	3	4	5	6
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400
Новомосковская ГРЭС	413,7	323,7	323,7	233,7	233,7
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105
Ефремовская ТЭЦ	160	160	160	160	160
Алексинская ТЭЦ	102	62	62	62	62
ТЭЦ ПАО «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 ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6
Итого	2822,2	2917,2	2497,2	1542,2	1542,2

За период 2014-2018 годов по Тульской энергосистеме произведен окончательный вывод из эксплуатации следующего оборудования электростанций:

1) с 01.01.2015 на Новомосковской ГРЭС выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 5 типа Т-90-90/2,5 установленной мощностью 90 МВт (110 Гкал/ч);

2) с 01.01.2015 на Алексинской ТЭЦ выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 4 типа П-40-90/7 установленной мощностью 40 МВт (65 Гкал/ч);

3) с 01.01.2016 на Черепетской ГРЭС выведена из эксплуатации I-я очередь электростанции с тремя дубль-блоками установленной мощностью по 140 МВт в составе турбоагрегатов К-140-160, котлов ТП-240 и генераторов ТВ2-15-2;

4) 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;

5) 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.

За период 2014-2018 годов по Тульской энергосистеме введено в эксплуатацию следующее оборудование электростанций:

1) с 11.12.2014 на Черепетской ГРЭС введен в эксплуатацию энергоблок мощностью 225 МВт ст. № 8, состоящий из турбины К-225-12,8-4р, генератора ТЗФП-220-2УЗ и котла Еп-630-13,8-565/570 КТ номинальной паропроизводительностью 630 т/ч;

2) с 22.03.2015 на Черепетской ГРЭС введен в эксплуатацию энергоблок мощностью 225 МВт ст. № 9, состоящий из турбины К-225-12,8-4р, генератора ТЗФП-220-2УЗ и котла Еп-630-13,8-565/570 КТ номинальной паропроизводительностью 630 т/ч.

Суммарная мощность выведенного из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2014-2018 годов составила 1505 МВт.

Суммарная мощность введенного в эксплуатацию генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2014-2018 годов составила 450 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 2.26.

Таблица 2.26. Объемы ввода и демонтажа генерирующего оборудования на 2019-2024 годы, МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода/вывода	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
По базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности									
ВВОДЫ С ВЫСОКОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ									
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
5 ПГУ (Т)		Газ природный	новое строительство	113,5					
ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ									
ГРЭС Новомосковская	ПАО «Квадра»								
4Р-14-29		Газ природный	окончательный			14			
7 Р-32-90		Газ природный	окончательный			32			
Всего по станции						46			
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
4 ПР-25-90		Газ природный	окончательный		25				
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
2 ПР-12-90		Газ природный	окончательный			12			
3 Т-50-90		Газ природный	окончательный	50					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Всего по станции				50		12			
По региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности									
ВВОДЫ									
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
5 ПГУ (Г)		Газ природный	новое строительство	113,5					
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»								
ПГУ-230		Газ природный	новое строительство						230
ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ									
ГРЭС Новомосковская	ПАО «Квадра»								
4 Р-14-29		Газ природный	окончательный			14			
7 Р-32-90		Газ природный	окончательный			32			
Всего по станции						46			
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
2 ПР-12-90		Газ природный	окончательный			12			
3 Т-29-90 (Т-50-90 перемаркировка в Т-29-90 в 2019 году)		Газ природный	окончательный			29			
Всего по станции						41			
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»								
11 К-200-130		Газ природный	окончательный						200

По информации филиала ПАО «Квадра» — «Центральная генерация»:

1) с 01.05.2019 планируется перемаркировка установленной мощности турбоагрегата ст. №3 Алексинской ТЭЦ со снижением на 21 МВт с 50 до 29 МВт (в связи с не востребоваанностью конденсационной выработки);

2) с 01.02.2019 введен в эксплуатацию энергоблок ПГУ-115 на Алексинской ТЭЦ установленной электрической мощностью 113,5 МВт (состоящий из ТГ-5, ТГ-6, ТГ-7) и тепловой мощностью 87 Гкал/ч;

3) с 01.01.2021 планируется вывод из эксплуатации оборудования «старых» частей Новомосковской ГРЭС и Алексинской ТЭЦ (46 МВт и 205 Гкал/ч и 41 МВт и 150 Гкал/ч соответственно).

Особенности, проблемы текущего состояния и возрастной состав оборудования по выработке электрической и тепловой энергии субъектов генерации Тульской области приведены в таблице 2.27.

Таблица 2.27. 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 01.01.2019, час	Парковый ресурс/индивидуальный ресурс (год достижения индивидуального ресурса), час
1	2	3	4	5	6
1. ООО «Щекинская ГРЭС»					
Турбина К-200-130-1	11	1964	200	301530	220000/307160
Турбина К-200-130-1	12	1965	200	63378	220000/- (2046)
Котел 67-СП	14	1956	230	307465	300000/344573
Котел 67-СП	15	1957	230	287956	300000/33584
Котел ПК-33	16	1964	640	301530	200000/325591
Котел ПК-33	17	1965	640	296732	200000/321188
2. Новомосковская ГРЭС ПАО «Квадра»					
Турбина Р-14-90/31	4	1976	14 / 40	228462	270000/-
Турбина Р-32-90/13	7	1969	32 / 165	353049	270000/393526
Турбина газовая PG9171E	8	2013	131,75 / 97,4	40728	131400/-
Турбина паровая SST PAC 600	9	2013	55,9	40450	262800/-
Котел БКЗ-220-100	13	1968	220	271007	250000/274000
Котел БКЗ-220-100	14	1969	220	287114	250000/295282
Котел БКЗ-220-100	15	1973	220	142503	300000/-
Котел-утилизатор Е-186/39-7,5/0,7-515/29 (П-142)	1	2013	92	40728	220000/-
3. Алексинская ТЭЦ ПАО «Квадра»					
Турбина Р-12-90/17/7	2	1995	12 / 70	142952	270000/-
Турбина Т-50-90/1,2	3	1948	50 / 80	459177	270000/-
Котел ТП-230-1	3	1948	230	380429	250000/393753
Котел ТП-230-1	4	1949	230	380376	250000/394753
Котел БКЗ-220-100	6	1972	220	209640	300000/-
4. Ефремовская ТЭЦ ПАО «Квадра»					
Турбина ПР-25-90/10	4	1964	25 / 84	241950	270000/-
Турбина ПР-25-90/10	5	1965	25 / 84	253724	270000/-
Турбина ПТ-60-90/13	6	1975	60 / 164	277483	270000/285000
Турбина Р-50-130/13	7	1979	50 / 188	150624	220000/-
Котел БКЗ-160-100	8	1964	160	293286	300000/-
Котел БКЗ-160-100	9	1964	160	338913	300000/361212
Котел БКЗ-160-100	10	1965	160	305160	300000/343356
Котел БКЗ-160-100	11	1976	160	245023	300000/-

1	2	3	4	5	6
Котел БКЗ-160-100	12	1976	160	256176	300000/-
Котел БКЗ-320-100	13	1980	320	95717	300000/-
Котел БКЗ-320-100	14	1983	320	93568	300000/-
5. Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»					
К-225-12,8-4р	8	2014	225	23182	220000/-
К-225-12,8-4р	9	2015	225	17657	220000/-

2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Тульской области за 2014-2018 годы

Динамика производства, потребления и структура отпуска тепловой энергии по Тульской энергосистеме с 2014 года представлена в таблице 2.28.

Таблица 2.28. Динамика производства, потребления тепловой энергии по Тульской энергосистеме за 2014-2018 годы, тыс. Гкал

Наименование источника тепловой энергии	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6
1. Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»:					
1.1. Выработка ТЭ всего, в т.ч.:	2745,1	2578,7	2372,5	2039,5	2138,3
Ефремовская ТЭЦ	1249,0	1217,1	1157,0	975,7	1013,7
Алексинская ТЭЦ	484,5	459,3	500,1	464,9	525,7
Щёкинская ГРЭС	73,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Новомосковская ГРЭС	899,1	879,0	683,8	576,2	561,1
Котельные производственные	38,7	23,3	31,6	22,7	37,8
1.2. Потребление ТЭ на собственные нужды	-	14,0	14,3	13,4	13,8
1.3. Отпуск ТЭ «Промышленное производство»	-	1485,3	1200,7	945,7	1020,8
1.4. Отпуск ТЭ «ЖКХ»	-	992,7	1001,2	0,0	0,0
1.5. Отпуск ТЭ «Бюджетные потребители»	-	2,8	3,2	3,6	4,7
1.6. Отпуск ТЭ «Прочие виды экономической деятельности»	-	2,7	2,0	2,2	2,3
1.7. Потери ТЭ	-	145,5	151,2	133,0	123,4
1.8. Отпуск ТЭ «Перепродавцы энергии»				941,7	973,3
2. ООО «Щекинская ГРЭС» выработка, всего, в т.ч.:	171,0	183,6	189,7	187,8	122,0
Потребление ТЭ на собственные нужды	1,8	0,9	1,0	1,0	0,9
Отпуск «Промышленное производство» (в т.ч. фабрика SCA)	63,9	72,8	74,8	75,4	34,8
Отпуск «ЖКХ»	45,7	43,2	45,5	42,8	41,9

1	2	3	4	5	6
Отпуск «Прочие потребители, потери»	59,6	66,7	68,4	68,6	4,8
3. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» выработка, всего, в т.ч.:	160,2	125,0	124,1	128,5	139,3
Отпуск ОАО «Энергия – 1»	120,5	110,8	115,8	115,9	115,1
Отпуск «Промышленные потребители, в т.ч. собственное потребление»	39,7	14,2	8,3	12,7	24,2
4. ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет» выработка всего, в т.ч.:	857,1	823,9	770,3	728,1	728,1
Цеха ПАО «Тулачермет» (потребление)	330,2	284,1	296,7	343,4	294,1
Отпуск АО «Тулитеплосеть» (население)	316,3	339,7	311,9	339,7	278,4
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	210,7	200,1	161,7	45,0	155,5
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка, всего, в т.ч.:	1220,4	1426,7	984,4	874,8	884,1
Производственные нужды ПАО «Косогорский металлургический завод» (потребление)	941,8	1095,2	746,3	680,0	696,2
Отпуск «Население»	117,1	116,2	115,5	134,8	139,0
Отпуск «Прочие потребители, потери»	161,6	215,3	122,6	60,0	45,9
6. ТЭЦ ОАО «Щекиноазот» выработка ТЭ, всего, в т.ч.:	1391,2	1245,1	1311,3	1361,4	1612,2
Производственные нужды ОАО «Щекиноазот» (потребление)	1158,3	1038,9	1092,0	1143,8	1382,6
Отпуск «Население»	187,9	176,7	191,6	187,9	198,0
Отпуск «Прочие потребители, потери»	45,1	29,5	27,6	29,8	28,2
7. Котельные	10949,0	10478,9	7098,1	6787,1	6888,9
Всего объем производства тепловой энергии по Тульскому региону	17494,4	16861,9	12850,4	12107,2	12513,0

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Тульской области представлен в таблице 2.29.

Таблица 2.29. Объем потребления тепловой энергии крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6
АО «НАК «Азот»	1714,0	1739,3	1734,0	1783,0	1801,0
ОАО «Щекиноазот»	1158,3	1038,9	1092,0	1143,8	1382,6

1	2	3	4	5	6
ПАО «Косогорский металлургический завод»	941,8	793,1	746,4	680,0	696,2
ООО «Каргилл»	515,0	540,0	545,0	474,0	485,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	226,9	205,7	70,5	31,1	38,0
ПАО «Тулачермет»	330,2	284,1	296,7	343,4	294,1
АО «Тульский патронный завод»	221,0	212,0	222,0	205,0	219,0
АО АК «Туламашзавод»	81,4	54,0	53,7	47,9	51,9
АО «Тяжпромарматура»	41,7	37,4	38,5	37,5	39,6
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	45,6	34,0	41,1	39,5	42,7
АО «Полема»	18,3	19,0	21,5	20,4	22,3

2.14. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2014-2018 годы

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

Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2014-2018 годы в соответствии с данными Тулстата представлены в таблице 2.30.

Таблица 2.30. Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2014-2018 годы

Показатель	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018
1	2	3	4	5	6	7
1. Валовой региональный продукт	млрд руб.	411,1	477,5	518,7	555,9	594,3*
2. Валовой региональный продукт (в сопоставимых ценах)	%	105,8	105,6	104,1	103,9	102,6*
3. Потребление топливно-энергетических ресурсов	тыс. тут	9410,9	9116,0	10976,9	10541,9	сен-тябрь 2019**
4. Энергоемкость валового регионального продукта	кг усл.т./тыс. руб.	22,892	19,091	21,162	18,964	сен-тябрь 2019**
5. Общее потребление электроэнергии (по данным системного оператора)	млрд кВт·ч	9869	9838	9965	9851	10023
6. Потребление электроэнергии без учета расходов на бытовые нужды	млрд кВт·ч	8496	8493	8533	8424	8603

1	2	3	4	5	6	7
7. Электроемкость валового регионального продукта	кВт·ч/ тыс. руб.	24,01	20,60	19,21	17,72	16,87*
8. Численность населения (среднегодовая)	млн чел.	1,518	1,510	1,503	1,496	1,485
9. Потребление электроэнергии на душу населения	кВт·ч/ чел.	6503	6515	6631	6587	6748
10. Валовой региональный продукт на душу населения	тыс. руб.	270,9	316,2	344,1	371,7	400,1*
11. Численность занятых в экономике (среднегодовая)	млн чел.	0,7499	0,7429	0,7315	0,7199	ИЮНЬ 2019**
12. Электровооруженность труда в экономике	кВт·ч на одного занятого в экономике	11329	11432	11665	11701	ИЮНЬ 2019**

* Оценочные данные.

** Срок представления информации.

2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных генерирующих компаний на территории Тульской области в 2018 году

Основным видом топлива электростанций филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация», а также ООО «Щекинская ГРЭС» является природный газ. Уголь Интинского месторождения и (или) мазут используются в качестве резервного топлива.

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

Информация об обеспеченности резервными видами топлива предприятий генерации электрической и тепловой энергии Тульской области представлена в таблице 2.31.

Таблица 2.31. 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 01.01.2019 (план/факт), т
1	2	3	4
Производственное подразделение «Новомосковская ГРЭС» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	26000/55253

1	2	3	4
Производственное подразделение «Алексинская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	16000/20005
Производственное подразделение «Ефремовская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	мазут	7400/10826
Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	уголь	уголь	70000/158019
ООО «Щекинская ГРЭС»	природный газ	мазут	12430/13219

Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2018 год указаны в таблице 2.32.

Таблица 2.32. Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2018 год

Наименование	Газ природный, тут	Газ доменный, тут	Газ сбросный, тут	Мазут, тут	Уголь, тут
1. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	778300	-	-	-	-
2. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	-	-	-	13619	653924
3. ООО «Щекинская ГРЭС»	127371	-	-	0,047	-
4. ПАО «Тулачермет»	209963	304506	-	-	-
5. ОАО «Щекиноазот»	406943	-	60477	-	-
6. ПАО «Косогорский металлургический завод»	73963	91622	-	-	-
Итого	1596540	396128	60477	13619	653924

2.16. Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2013-2017 годы

Топливо-энергетический баланс Тульской области 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 Территориальным органом Федеральной службы государственной статистики по Тульской области. Баланс

сформирован в единых энергетических единицах – тысячах тонн условного топлива.

Конечное потребление топливно-энергетических ресурсов Тульской области за 2013–2017 годы приведено в таблице 2.33.

Таблица 2.33. Топливо-энергетический баланс Тульской области за период 2013-2017 годов, тыс. тут

Наименование показателя	№ строки баланса	2013	2014	2015	2016	2017
1	2	3	4	5	6	7
Производство энергетических ресурсов	1	0	0	0	0	0
Ввоз	2	12502,9	11802,6	11264,4	11465,8	11033,8
Вывоз	3	-788,4	-694,3	-160,7	-500,5	-503,5
Изменение запасов	4	14,1	2,6	11,4	11,6	11,6
Потребление первичной энергии	5	11728,7	11111,1	11115,2	10976,9	10541,9
Статистическое расхождение	6	-1,7	0,5	-0,5	-0,8	-3,0
Производство электрической энергии	7	-1481,2	-1909,8	-1403,1	-556,0	-896,9
Производство тепловой энергии	8	-1285,7	-747,3	-474,6	-1248,7	-270,5
Теплоэлектростанции	8.1	-428,5	-748,9	906,5	748,1	906,5
Котельные	8.2	-820,0	-24,0	163,8	-707,4	2,3
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	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	0,0
Потери при передаче	11	-541,1	-557,0	-367,1	-516,0	-482,3
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	11978,4	12066,2	12430,9	12477,3	12429,2
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	154,9	167,6	162,0	192,1	190,7
Промышленность	14	4918,4	5239,2	5239,0	4875,5	4719,7
Производство и распределение эл. энергии, газа и воды	14.1	666,1	578,7	419,9	352,3	265,3
Добыча полезных ископаемых	14.2	30,8	39,5	34,8	62,1	64,2

1	2	3	4	5	6	7
Производство пищевых продуктов, включая напитки и табака	14.3	458,1	404,5	506,2	514,6	514,6
Текстильное и швейное производство	14.4	5,8	4,1	15,5	24,9	24,4
Производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	14.5	2,0	1,7	1,3	2,5	2,8
Обработка древесины и производство изделий из дерева	14.6	2,6	1,9	1,9	1,9	2,2
Целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность	14.7	52,4	45,8	85,4	90,4	88,9
Химическое производство	14.8	1678,2	1768,5	1563,2	1647,0	1633,2
Производство резиновых и пластмассовых изделий	14.9	25,5	12,9	33,2	35,7	37,5
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	14.10	578,1	633,1	534,5	464,1	390,4
Металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	14.11	930,9	1119,9	1124,5	1068,7	1068,7
Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	14.12	42,1	24,1	57,4	64,1	63,6
Производство транспортных средств и оборудования	14.13	17,9	22,5	15,0	22,1	22,1
Производство машин и оборудования	14.14	42,4	29,4	42,6	64,1	54,0
Прочая промышленность	14.15	58,9	13,5	5,2	5,3	51,1
Прочие виды	14.16	339,1	546,0	798,8	456,0	436,8
Строительство	15	45,6	59,5	48,6	48,7	48,6
Транспорт и связь	16	287,1	292,6	212,2	266,3	266,3
Железнодорожный	16.1	123,139	96,552	1,104	1,256	1,256
Трубопроводный	16.2	3,989	0,001	0,000	0,000	0,000
Автомобильный	16.3	3,699	5,276	3,845	3,845	3,845
Прочий	16.4	20,249	62,180	216,569	35,150	35,150
Сфера услуг	17	644,3	320,6	228,4	319,4	463,2
Население	18	2424,3	2596,2	2838,0	2610,1	2575,4
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	3503,7	3390,5	3702,8	4165,3	4165,3

3. Основные направления развития электроэнергетики Тульской области на 2020–2024 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 2019-2025 годы.

«Региональный» – прогноз потребления электроэнергии и мощности, соответствующий прогнозу электропотребления в рамках проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 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 2019–2025 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 приняты в соответствии с

информацией, представленной генерирующими компаниями, а сроки ввода электросетевых объектов – на основании расчетов электрических 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).

Перечень основных, вводимых и реконструируемых энергообъектов, учтённых в расчетных моделях по базовому прогнозу потребления электрической энергии и мощности, приведенный в таблице 3.1, составлен на основании следующих документов:

проект схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы;

утвержденные (согласованные) технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей Тульской области.

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	Источник информации
1	2	3	4	5
1. ПС 220 кВ Тепличная	строительство ПС 220 кВ Тепличная и заходов к ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская с образованием ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тепличная и ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская	220 кВ / 2х80 МВА 220 кВ / 0,72 км и 0,69 км	2019	технические условия от 25.04.2017 на ТП энергопринимающих устройств ООО «ТК «Тульский»
2. ПС 220 кВ Северная	реконструкция ПС 220 кВ Северная с установкой АТ 220/110 кВ	220 кВ / 200 МВА	2019	проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг.
3. ПС 220 кВ Агрокомплекс*	Строительство ПС 220 кВ Агрокомплекс и ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС - Агрокомплекс	220 кВ / 250 МВА 220 кВ / 2 км	2025*	проект СиПР ЕЭС России на 2019-2025 гг.

1	2	3	4	5
4. ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК	строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и отпаяк от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	110 кВ / 2х16 МВА 110 кВ / 2х0,23 км	2019	технические условия от 30.06.2017 на ТП энерго- принимающих устройств ООО «ГРАНД- ПАРК»
5. ПС 35 кВ Ненашево, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск	реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом на 110 кВ, строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск на ПС 110 кВ Ненашево с образованием ВЛ 110 кВ Ясногорск – Ненашево и ВЛ 110 кВ Ленинская – Ненашево	110 кВ / 2х16 МВА 110 кВ / 2х10,5 км	2019	
6. ПС 35 кВ Хрипково, ВЛ 35 кВ Хрипково – Ненашево	реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом на 110 кВ, реконструкция ВЛ 35 кВ Хрипково – Ненашево с переводом на 110 кВ	110 кВ / 2х10 МВА 110 кВ / 17 км	2019	
7. ВЛ 35 кВ Заокская – Хрипково	Реконструкция ВЛ 35 кВ Заокская – Хрипково с переводом на 110 кВ	110 кВ / 16 км	2019	
8. ПС 110 кВ Заокская	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Заокская для подключения ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково	-	2019	
9. ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно- частного партнерства»	строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно- частного партнерства» и двух ЛЭП 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно- частного партнерства»	110 кВ / 2х100 МВА 110 кВ / 2х1 км	2019	технические условия от 10.07.2017 на ТП энерго- принимающих устройств АО «Тульская региональная корпорация развития государствен- но-частного партнерства»
10. ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	110 кВ / 59 км	2019	

1	2	3	4	5
11. ПС 110 кВ Карбамид	реконструкция ПС 220 кВ Яснополянская (установка двух ячеек 110 кВ), строительство ПС 110 кВ Карбамид и двух КЛ 110 кВ Яснополянская – Карбамид	110 кВ / 2х60 МВА, 2х3	2020	технические условия от 15.08.2017 на ТП энергопринимающих устройств ОАО «Щекиноазот»
12. ПС 110 кВ КБП	строительство ПС 110 кВ КБП и двух отпаяк от ВЛ 110 кВ Кировская – Металлургическая с отпайкой на ПС Криволучье и ВЛ 110 кВ Щегловская – Глушанки	110 кВ / 2х25 МВА, 110 кВ / 2х2,2 км	2019	технические условия от 12.01.2016 на ТП энергопринимающих устройств АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»

* Срок реализации выходит за рамки схемы и программы развития электроэнергетики Тульской области на 2020-2024 годы, приведен для сведения.

Итоги участия генерирующих объектов электростанций Тульской области в конкурентном отборе мощности (КОМ) на период 2019-2022 годов, данные о генерирующих объектах, мощность которых поставляется в вынужденном режиме (МВР), а также об объектах, в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности (ДПМ), приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. Текущий статус генерирующих объектов Тульской области на период 2019-2022 годов

Участник оптового рынка	Наименование электростанции	Наименование генерирующего объекта	Тип турбины	Основной результат отбора заявки участника КОМ на 2018-2019 годы*	КОМ 2020 года**	КОМ 2021 года***
1	2	3	4	5	6	7
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	БЛ-8	К-225-12,8-4Р	ДПМ	ДПМ	ДПМ
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	БЛ-9	К-225-12,8-4Р	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-11	К-200-130	отобрана	отобрана	отобрана

1	2	3	4	5	6	7
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-12	К-200- 130	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Новомос- ковская ГРЭС	ТГ-4	Р-14- 90/31	отобрана	МВР по теплу	отказ от заполне- ния заявки
ПАО «Квадра»	Новомос- ковская ГРЭС	ТГ-7	Р-32- 90/13	отобрана	МВР по теплу	отказ от заполне- ния заявки
ПАО «Квадра»	Новомос- ковская ГРЭС	ГТ-8	PG9171E	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ПАО «Квадра»	Новомос- ковская ГРЭС	ПТ-9	SST PAC 600	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ПАО «Квадра»	Алексин- ская ТЭЦ	ТГ-2	ПР-12- 90/15	отобрана	МВР по теплу	отказ от заполне- ния заявки
ПАО «Квадра»	Алексин- ская ТЭЦ	ТГ-3	Т-50- 90/1,5	не отобрана	отказ от заполне- ния заявки	отказ от заполне- ния заявки
ПАО «Квадра»	Алексин- ская ТЭЦ	ПГУ-1	-	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ПАО «Квадра»	Ефремов- ская ТЭЦ	ТГ-4	ПР-25- 90/10	МВР	не отобрана	не отобрана
ПАО «Квадра»	Ефремов- ская ТЭЦ	ТГ-5	ПР-25- 90/10	МВР по теплу	МВР по теплу	МВР по теплу
ПАО «Квадра»	Ефремов- ская ТЭЦ	ТГ-6	ПТ-60- 90/13	МВР по ЭЭ	МВР по ЭЭ	МВР по ЭЭ
ПАО «Квадра»	Ефремов- ская ТЭЦ	ТГ-7	П-50- 130/13	МВР по теплу	МВР по теплу	МВР по теплу

* Указанное в таблице оборудование отнесено к МВР в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 15 октября 2015 г. № 2065-р.

** Указанное в таблице оборудование отнесено к МВР на 2020 год в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 июля 2016 г. № 1619-р.

*** Указанное в таблице оборудование отнесено к МВР на 2021 год в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 31 июля 2017 г. № 1646-р.

В таблице 3.3 приведен график набора нагрузки промышленных парков, крупных промышленных потребителей и объектов нового жилищного строительства на 2019-2024 годы, учитываемый в региональном прогнозе потребления электрической мощности и энергии энергосистемы Тульской области.

Таблица 3.3. График набора нагрузки промышленных парков, крупных промышленных потребителей и объектов нового жилищного строительства на 2019-2024 годы

Наименование промышленного парка, потребителя (местоположение)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7
Группа 1. Промышленные парки Тульской области						
1.1. Промышленный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая», Тульская обл., Узловский р-н, МО Каменецкое	48,4	88,3	102,3	119,4	121,8	122,5
1.2. Промышленный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая», Тульская обл., Узловский р-н, МО Каменецкое	0	1,0	2,0	50,0	100,0	150,0
1.3. Территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов»	0	0	0	0	50,0	50,0
Итого Группа 1, МВт	48,4	89,3	104,3	169,4	271,8	322,5
Группа 2. Крупные потребители Тульской области						
2.1. ОАО «Щекиноазот», Тульская область, Щекинский р-н, р.п. Первомайский, ул. Симферопольская, 19	0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
2.2. Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот», Тульская область, Ефремовский р-н, Большеполтавский с/о	0	0	0	15,0	15,0	15,0
2.3. ООО «Тепличный комплекс «Тульский», Щекинский район, МО Ломинцевское, в р-не пос. Рудный	100,0	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1
2.4. ООО «Агрохолдинг «Суворовский», Щекинский р-н, г. Советск	0	0	54,0	107,9	215,8	215,8
2.5. ОАО «РЖД», Тульская область, Веневский р-н	0	20,7	20,7	20,7	20,7	20,7
2.6. ОАО «РЖД», Тульская область, Узловский район	0	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6
2.7. ОАО «РЖД», Тульская область, Воловский район	0	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3
2.8. ОАО «РЖД», Тульская область, Ефремовский район	0	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8
2.9. АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова», г. Тула, ул. Щегловская засека, 31	0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Итого Группа 2, МВт	100,0	298,6	352,5	421,5	529,3	529,3

1	2	3	4	5	6	7
Группа 3. Объекты нового жилищного строительства						
3.1. Микрорайон комплексной застройки «Красные Ворота», г. Тула, ул. Ключевая, АО «Внешстрой»	0	0,6	1,7	3,0	4,4	6,0
3.2. Жилой комплекс «Баташевский сад» (г. Тула, Зареченский район)	0,4	0,6	1,0	1,4	1,9	2,1
3.3. Жилой комплекс «Суворовский» (г. Тула, в районе Восточного обвода)	0	0,6	1,7	3,8	5,9	8,0
3.4. Жилой комплекс «Петровский квартал», (г. Тула, Привокзальный мкр.)	0,8	1,2	1,6	2,0	2,0	2,0
3.5. Жилой комплекс «Новая Тула» (г. Тула, Привокзальный мкр.)	0	0,5	1,5	3,2	5,8	9,3
Итого Группа 3, МВт	1,2	3,6	7,4	13,3	20,0	27,4
Группа 4. Потребители Заокского энергорайона Тульской области						
4.1. ООО «ГРАНД-ПАРК» (электроустановки для электроснабжения базы отдыха, расположенной по адресу: Заокский р-н, д. Волковичи)	0	0	14,2	14,2	14,2	14,2
4.2. ООО «Промдизайн», Заокский район, б/о «Зеленая роща»	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
4.3. ООО «Промдизайн», Заокский район, б/о «Зеленая роща»	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
4.4. Попкова Н.И., Заокский район, 400 м южнее д. Федино, жилой дом	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
4.5. Администрация МО Заокский район, Заокский район, пос. Заокский, проезд с. Чекалина, уч. 41, детский сад	0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
4.6. ООО «Фермерский рынок», Заокский р-н, 100 м восточнее д. Панькино	0	0,0	4,9	4,9	4,9	4,9
4.7. ООО «Фермерский рынок», Заокский район, 100 метров восточнее д. Панькино, уч. 123	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
4.8. ООО «Заокское», Заокский район, 1050 м севернее пос. Сосновый (электроустановки для электроснабжения пометохранилища)	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
4.9. Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт (ПС 35 кВ Хрипково)	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
4.10 Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт (ПС 110 кВ Заокская)	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5

1	2	3	4	5	6	7
4.11 Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт (ПС 110 кВ Яковлево)	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
4.12 Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт (ПС 35 кВ Ненашево)	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
Итого Группа 4, МВт	31,2	31,6	50,7	50,7	50,7	50,7
Итого по группам 1-4, МВт	180,7	423,0	515,0	654,9	871,8	930,0

Объемы мощности вновь вводимой нагрузки, учтенные при формировании регионального баланса потребления мощности по энергосистеме Тульской области, представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Объемы мощности перспективных потребителей, учтенных в рамках регионального прогноза по энергосистеме Тульской области

Наименование индустриального парка (местоположение, площадь, основной резидент)	К _{исп}	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
		2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8
Группа 1. Индустриальные парки Тульской области							
1.1. Индустриальный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая», Тульская обл., Узловский р-н, МО Каменецкое	0	0	0	0	0	0	0
1.2. Индустриальный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая», Тульская обл., Узловский р-н, МО Каменецкое	0,56	0	0,6	1,1	28,0	56,0	84,0
1.3. Территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов»	0,56	0	0,0	0,0	0,0	28,0	28,0
Итого Группа 1, МВт		0	0,56	1,12	28,0	84,0	112,0
Группа 2. Крупные потребители Тульской области							
2.1. ОАО «Щекиноазот», Тульская область, Щекинский р-н, р.п. Первомайский, ул. Симферопольская, 19	0	0	0	0	0	0	0
2.2. Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот», Тульская область, Ефремовский р-н, Большеполтавский с/о	0	0	0	0	0	0	0
2.3. ООО «Тепличный комплекс «Тульский», Щекинский район, МО Ломинцевское, в р-не пос. Рудный	0	0	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8
2.4. ООО «Агрохолдинг «Суворовский», Щекинский р-н, г. Советск	1,0	0	0	53,95	107,90	215,76	215,76
2.5. ОАО «РЖД», Тульская область, Веневский р-н	0,8	0	16,56	16,56	16,56	16,56	16,56
2.6. ОАО «РЖД», Тульская область, Узловский район	0,8	0	18,11	18,11	18,11	18,11	18,11
2.7. ОАО «РЖД», Тульская область, Воловский район	0,8	0	18,64	18,64	18,64	18,64	18,64
2.8. ОАО «РЖД», Тульская область, Ефремовский район	0,8	0	18,24	18,24	18,24	18,24	18,24
2.9. АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова», г. Тула, ул. Щегловская засека, 31	0	0	0	0	0	0	0
Итого Группа 2, МВт		0	71,55	125,50	179,45	287,31	287,31
Группа 3. Объекты нового жилищного строительства							
3.1. Микрорайон комплексной застройки «Красные Ворота», г. Тула, ул. Ключевая, АО «Внешстрой»	0,2	0	0,12	0,34	0,60	0,88	1,20
3.2. Жилой комплекс «Баташевский сад» (г. Тула, Зареченский район)	0,2	0,08	0,13	0,20	0,28	0,38	0,43
3.3. Жилой комплекс «Суворовский» (г. Тула, в районе Восточного обвода)	0,2	0	0,13	0,34	0,76	1,18	1,60
3.4. Жилой комплекс «Петровский квартал», (г. Тула, Привокзальный мкр.)	0,2	0,16	0,24	0,31	0,39	0,39	0,39
3.5. Жилой комплекс «Новая Тула» (г. Тула, Привокзальный мкр.)	0,2	0	0,10	0,29	0,63	1,16	1,86
Итого Группа 3, МВт		0,23	0,71	1,49	2,66	3,99	5,48
Группа 4. Потребители Заокского энергорайона Тульской области							
4.1. ООО «ГРАНД-ПАРК» (электроустановки для электроснабжения базы отдыха, расположенной по адресу: Заокский р-н, д. Волковичи)	0,81	0	0	11,50	11,50	11,50	11,50
4.2. ООО «Промдизайн», Заокский район, б/о «Зеленая роща»	0,56	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4.3. ООО «Промдизайн», Заокский район, б/о «Зеленая роща»	0,56	0	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
4.4. Попкова Н.И., Заокский район, 400 м южнее д. Федино, жилой дом	0,20	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4.5. Администрация МО Заокский район, Заокский район, пос. Заокский, проезд с. Чекалина, уч. 41, детский сад	0,20	0	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

1	2	3	4	5	6	7	8
4.6. ООО «Фермерский рынок», Заокский р-н, 100 м восточнее д. Панькино	0,63	0	0	3,09	3,09	3,09	3,09
4.7. ООО «Фермерский рынок», Заокский район, 100 метров восточнее д. Панькино, уч. 123	0,54	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27
4.8. ООО «Заокское», Заокский район, 1050 м севернее пос. Сосновый (электроустановки для электроснабжения пометохранилища)	0,18	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
4.9. Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт (ПС 35 кВ Хрипково)	0,32	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40	1,40
4.10 Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт (ПС 110 кВ Заокская)	0,36	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30	6,30
4.11. Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт (ПС 110 кВ Яковлево)	0,36	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35
4.12. Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт (ПС 35 кВ Ненашево)	0,32	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49
Итого Группа 4, МВт		10,89	11,08	25,67	25,67	25,67	25,67
Итого по группам 1-4, МВт		11,12	83,91	153,78	235,79	400,98	430,47

* $K_{исп}$ – коэффициент использования показывает с какой долей от заявленной мощности потребитель учтен в региональном прогнозе ($K_{исп}=0$ означает, что потребитель уже был учтен ранее при формировании базового прогноза потребления).

3.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Тульской области на 2019-2024 годы

Базовый вариант прогноза спроса на электроэнергию и мощность соответствует прогнозу электропотребления в рамках проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы. По базовому варианту прогнозного спроса потребление электроэнергии по энергосистеме Тульской области к 2024 году оценивается на уровне 11,344 млрд кВт·ч при среднегодовых темпах прироста за прогнозный период 2,1%. Прирост электропотребления в 2024 году относительно 2018 года может составить 13,2%.

Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2019-2024 годы представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2019-2024 годы

Показатель	Факт	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2019-2024 годы, %
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,023	10,080	10,681	11,042	11,243	11,302	11,344	
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	-	0,6	6,0	3,4	1,8	0,5	0,4	2,1

Рост электропотребления обусловлен как реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются в основном к 2020 году, 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 2020-2024 годы с распределением по энергорайонам представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6. Базовый прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2020-2024 годы

Энергорайон	Год/Мощность, МВт				
	2020	2021	2022	2023	2024
Тульский	629	640	643	645	646
Заокский	86	87	88	88	88
Суворовский	77	78	79	79	79
Люторици и Бегичево	163	165	166	168	168
Щекинский	318	367	370	375	375
Новомосковский	311	316	319	321	322
Ефремовский	97	98	98	99	99
Общее потребление (собственный максимум)	1681	1751	1763	1775	1777
Среднегодовой темп прироста, %	6,1	4,2	0,7	0,7	0,1

В таблице 3.7 представлена величина расчетной мощности потребителей, учтенная в базовом прогнозе спроса на электрическую

мощность по энергосистеме Тульской области (данная величина получена путем умножения заявленной мощности потребителей на понижающие коэффициенты).

Таблица 3.7. Расчетная мощность потребителей, учтенная в базовом прогнозе спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области, МВт

	Оценка	Прогноз					
Наименование потребителя	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Расширение действующих предприятий, нарастающим итогом, млн кВт·ч							
ПАО «Тулачермет»	443	453	473	563	683	683	683
ОАО «Щекиноазот»	671	694	724	724	771	796	796
Перспективные приросты существующих крупных потребителей в соответствии с договорами на технологическое присоединение, нарастающим итогом, МВт							
ПАО «Тулачермет»	-	2,0	10,0	25,0	30,0	30,0	30,0
Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот»	-	4,0	5,0	5,0	10,0	15,0	15,0
Новые перспективные потребители в соответствии с договорами на технологическое присоединение, нарастающим итогом, МВт							
АО «Корпорация развития Тульской области»	-	4,3	5,7	6,0	6,9	6,9	6,9
ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	-	20,0	100,0	150,0	150,0	150,0	150,0

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 2024 году относительно 2018 года составит 225 МВт из них:

- 1) ООО «Тепличный комплекс «Тульский» - 150 МВт;
- 2) ПАО «Тулачермет» - 30 МВт;
- 3) прочие потребители - 45 МВт.

Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2019-2024 годы представлен в таблице 3.8.

Таблица 3.8. Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2019-2024 годы

Показатель	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2019-2024 годы, %
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,145	11,249	12,138	12,736	13,863	14,063	
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	2,9	10,9	7,9	4,9	8,9	1,4	6,2

Региональный прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2020-2024 годы с распределением по энергорайонам представлен в таблице 3.9.

Таблица 3.9. Региональный прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2020-2024 годы

Энергорайон	Год/Мощность, МВт				
	2020	2021	2022	2023	2024
Тульский	627	642	646	649	651
Заокский	95	110	112	113	113
Суворовский	78	79	81	81	81
Люторицы и Бегичево	200	202	203	203	203
Щекинский	318	421	475	589	590
Новомосковский	332	335	365	424	452
Ефремовский	115	116	117	117	117
Общее потребление (собственный максимум)	1765	1905	1999	2176	2207

Анализ исходных данных по заявкам на технологическое присоединение наиболее крупных потребителей показал, что наибольший объем заявленной мощности приходится на Щекинский энергорайон. Суммарный прирост нагрузки по региональному прогнозу в энергосистеме Тульской области к 2024 году относительно 2018 года составит около 442 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 Тульской энергосистеме оказывают влияние крупные предприятия региона, перечень которых приведен в таблице 3.10.

**Таблица 3.10. Мощность нагрузки крупных потребителей
в Тульской энергосистеме**

Наименование потребителя	Максимум потребления, МВт					
	2019	2020	2021	2022	2023	2024
АО «НАК «Азот»	136,0	137,0	137,0	137,0	137,0	136,0
ООО «ТУЛАЧЕРМЕТ-СТАЛЬ»	48,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
ОАО «Щекиноазот»	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5	74,5
ПАО «Тулачермет»	50,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
ООО «Каргилл»	32,0	32,0	34,0	36,0	38,0	38,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	18,5	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
АО «Тулатеплосеть»	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
АО «Тяжпромарматура»	39,0	39,5	39,5	40,0	40,0	40,5
ОАО «Пластик»	8,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
АО «Полема»	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
АО АК «Туламашзавод»	17,5	18,0	18,0	19,0	19,0	19,0
АО «Тульский патронный завод»	6,0	7,5	8,0	8,0	8,2	8,2
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	7,2	8,1	8,4	8,4	8,4	8,4
ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	100,0	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1

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 2019-2024 годы

Перспективный баланс мощности энергосистемы Тульской области на период до 2024 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 2019-2024 годы

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7
Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности						
Установленная мощность электростанций, МВт	1605,7	1580,7	1522,7	1522,7	1522,7	1522,7
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400	400
Алексинская ТЭЦ	125,5	125,5	113,5	113,5	113,5	113,5
Ефремовская ТЭЦ	160	135	135	135	135	135
Новомосковская ГРЭС	233,65	233,65	187,65	187,65	187,65	187,65
ТЭЦ ПАО «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 ОАО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105	105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6	6
Потребление мощности, МВт	1584,0	1681,0	1751,0	1763,0	1775,0	1777,0
Выработка электроэнергии, всего, млрд кВт·ч	6,644	6,690	6,439	6,584	6,678	6,591
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,080	10,681	11,042	11,243	11,302	11,344
Сальдо перетоков электрической энергии, млрд кВт·ч*	3,436	3,991	4,603	4,659	4,624	4,753
Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности						
Установленная мощность электростанций, МВт	1634,7	1634,7	1547,7	1547,7	1547,7	1577,7
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400	430
Алексинская ТЭЦ	154,5	154,5	113,5	113,5	113,5	113,5
Ефремовская ТЭЦ	160	160	160	160	160	160
Новомосковская ГРЭС	233,65	233,65	187,65	187,65	187,65	187,65
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	133,5	133,5	133,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24	24
Первомайская ТЭЦ филиала ОАО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105	105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6	6
Потребление мощности, МВт	1595,0	1765,0	1905,0	1999,0	2176,0	2207,0

1	2	3	4	5	6	7
Выработка электроэнергии, всего, млрд кВт·ч	6,368	6,569	6,702	6,654	6,606	6,606
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,145	11,225	12,114	12,712	13,839	14,039
Сальдо перетоков электрической энергии, млрд кВт·ч*	3,777	4,656	5,412	6,058	7,233	7,433

Сведения о производстве электрической энергии по данным генерирующих компаний Тульской области на период до 2024 года, учтенные в рамках регионального прогнозного баланса мощности энергосистемы Тульской области на период до 2024 года, представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12. Производство электрической энергии на 2019-2024 годы по данным генерирующих компаний Тульской области, млн кВт·ч

Наименование	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7
1. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего:	2,248	2,135	2,317	2,317	2,317	2,317
1.1. Ефремовская ТЭЦ	0,223	0,226	0,234	0,234	0,234	0,234
1.2. Алексинская ТЭЦ существующая часть	0,775	0,886	0,858	0,858	0,858	0,858
1.3. Алексинская ТЭЦ (ПГУ-115)	1,25	1,023	1,225	1,225	1,225	1,225
1.4. Новомосковская ГРЭС существующая часть	0,977	0,977	0,977	0,977	0,977	0,977
1.5. Новомосковская ГРЭС (ПГУ-190)	1,822	1,981	1,932	1,884	1,836	1,836
2. ООО «Щекинская ГРЭС»	0,555	0,71	0,71	0,71	0,71	0,71
3. Филиал АО «Интер РАО Электрогенерация» «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина»	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145	0,145
3.1. ЧГРЭС (существующая часть)	0,621	0,621	0,621	0,621	0,621	0,621
3.2. ЧГРЭС (новые блоки 2х225 МВт)	0,571	0,571	0,571	0,571	0,571	0,571
4. ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	6,368	6,569	6,702	6,654	6,606	6,606
6. Электростанции ОАО «Щекиноазот», всего:	2,248	2,135	2,317	2,317	2,317	2,317
6.1. Первомайская ТЭЦ	0,223	0,226	0,234	0,234	0,234	0,234
6.2. ТЭЦ Ефремовского филиала	0,775	0,886	0,858	0,858	0,858	0,858
Итого производство электрической энергии	1,25	1,023	1,225	1,225	1,225	1,225

3.4. Расчеты электрических режимов сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2020-2024 годы

С целью выявления возможности возникновения токовых перегрузок элементов сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в Тульской энергосистеме выполнены серии расчетов установившихся режимов, возникающих после аварийных отключений элементов сети, как при нормальной конфигурации сети, так и в ремонтных схемах. Для перспективных этапов 2020–2024 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 Минэнерго России от 03.08.2018 № 630, 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.

На основании расчетов электроэнергетических режимов на 2020-2024 года для базового и регионального прогнозов сделаны выводы о мероприятиях, необходимых к реализации для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений.

В расчётных схемах на этапе 2020–2024 годов для сценариев развития электроэнергетики Тульской области, соответствующего базовому и региональному прогнозам потребления электроэнергии и мощности, принят состав генерирующего оборудования электростанций Тульской области, представленный в таблице 3.13.

Таблица 3.13. Загрузка генерирующего оборудования электростанций энергосистемы Тульской области, принятая при расчетах режимов для базового и регионального прогнозов

Параметр	2020		2021-2024	
	ПЭВТ	ОЗП	ПЭВТ	ОЗП
1	2	3	4	5
Алексинская ТЭЦ				
Установленная мощность	125,5	125,5	113,5	113,5
Ограничения всего	6	0	-	-

1	2	3	4	5
Располагаемая мощность, в т.ч.	119,5	125,5	113,5	113,5
ТГ-2	6	12	-	-
ПГУ-1	113,5	113,5	113,5	113,5
ТГ-3	-	-	-	-
Новомосковская ГРЭС				
Установленная мощность	233,65	233,65	187,65	187,65
Ограничения всего	46	20	-	-
Располагаемая мощность, в т.ч.	187,65	213,65	187,65	187,65
ТГ-4	0	10	-	-
ТГ-7	0	16	-	-
ПГУ-190	187,65	187,65	187,65	187,65
Щекинская ГРЭС				
Установленная мощность	400	400	400	400*
Ограничения всего	0	0	0	0
Располагаемая мощность, в т.ч.	400	200	200	400
Блок 1	0	200	0	200*
Блок 2	200	200	200	200
Ефремовская ТЭЦ				
Установленная мощность	135	135	135	135
Ограничения всего	66	52,8	66	52,8
Располагаемая мощность, в т.ч.	69	82,2	69	82,2
ТГ-4	-	-	-	-
ТГ-5	0	11,3	0	11,3
ТГ-6	60	60	60	60
ТГ-7	9	10,9	9	10,9
Черепетская ГРЭС				
Установленная мощность	450	450	450	450
Ограничения всего	0	0	0	0
Располагаемая мощность, в т.ч.	450	450	450	450
Блок 8	225	225	225	225
Блок 9	225	225	225	225
Первомайская ТЭЦ				
Установленная мощность	105	105	105	105
Ограничения всего	26,7	31,7	26,7	31,7
Располагаемая мощность, в т.ч.	78,3	73,3	78,3	73,3
ТГ-1	18,0	17,3	18,0	17,3
ТГ-2	15,0	0	15,0	0
ТГ-3	20,3	16,0	20,3	16,0
ТГ-4	0	15,0	0	15,0
ТГ-5	25	25,0	25	25,0

1	2	3	4	5
Электростанции промышленных предприятий				
Установленная мощность, в т.ч.	131,5	131,5	131,5	131,5
ТЭЦ ПВС ТЧМ	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ ПВС КМЗ	24,0	24,0	24,0	24,0
ТЭЦ ЕХЗ	6,0	6,0	6,0	6,0
Ограничения всего, в т.ч.	50,9	40,8	50,9	40,8
ТЭЦ ПВС ТЧМ	35,4	32,8	35,4	32,8
ТЭЦ ПВС КМЗ	15,5	8,0	15,5	8,0
ТЭЦ ЕХЗ	0,0	0,0	0,0	0,0
Располагаемая мощность, в т.ч.	80,6	90,7	80,6	90,7
ТЭЦ ПВС ТЧМ, в т.ч.	66,1	68,7	66,1	68,7
ТГ-2	25,0	12,1	25,0	12,1
ТГ-3	4,5	5,0	4,5	5,0
ТГ-4	4,4	6,4	4,4	6,4
ТГ-5	32,2	45,2	32,2	45,2
ТЭЦ ПВС КМЗ, в т.ч.	8,5	16,0	8,5	16,0
ТГ-1	0,0	8,0	0,0	8,0
ТГ-2	8,5	8,0	8,5	8,0
ТЭЦ ЕХЗ, в т.ч.	6,0	6,0	6,0	6,0
ТГ-1	6,0	6,0	6,0	6,0
Тульская область				
Установленная мощность	1580,65	1580,65	1522,65	1522,65
Ограничения всего	195,6	145,3	143,6	125,3
Располагаемая мощность	1385,05	1435,35	1379,05	1397,35

* В рамках регионального прогноза на этапе 2024 года суммарная мощность Щекинской ГРЭС будет составлять 430 МВт.

С учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных/минимальных нагрузок и в режимах летних максимальных/минимальных нагрузок 2020-2024 годов токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено. Уровни напряжения в сети 110-220 кВ во всех рассматриваемых режимах находятся в диапазоне допустимых значений.

Следует отметить, что по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности на период 2020-2024 годов 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

объёме не менее двух блоков (400 МВт) в зимний период и не менее одного блока (200 МВт) в летний период.

С учётом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных/минимальных нагрузок и в режимах летних максимальных/минимальных нагрузок 2020-2024 годов выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 126% от длительно допустимого тока (1000 А);

2) МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 114% от длительно допустимого тока (1000 А);

3) ВЛ 110 кВ Ушаково-Люторичи (токовая загрузка составляет 114% от длительно допустимого тока (380 А);

4) ВЛ 110 кВ Ушаково-Бегичево (токовая загрузка составляет 114% от длительно допустимого тока (380 А);

5) АТ-1 ПС 220 кВ Северная (токовая загрузка составляет 105% от длительно допустимого тока (503 А);

6) АТ-2 ПС 220 кВ Северная (токовая загрузка составляет 106% от длительно допустимого тока (452 А).

Вышеуказанные токовые перегрузки оборудования по региональному прогнозу на период 2020-2024 выявлены при загрузке по активной генерации Щекинской ГРЭС в зимний период равной двум блокам (400 МВт), в летний период – один блок (200 МВт).

Анализ токовых нагрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности приведен в таблицах 3.14.

Таблица 3.14. Анализ перегрузок электрической сети энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности							
Зимний максимум нагрузок							
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети	Загрузка, %/год				
			2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6	7	8
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Нормальная	- 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Бегичево	-	-	-	111	113
	Нормальная	- 1 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Ленинская	-	-	-	110	113
	Нормальная	- 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Люторици	-	-	-	112	114
	Нормальная	- 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула	-	-	-	118	121
	Нормальная	- ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторици	-	-	-	111	114
	Нормальная	- ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	120	126
	Нормальная	- АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	-	-	-	109	111
	Нормальная	- ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ-Ленинская	-	-	-	110	113
	Нормальная	- ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС-Тула	-	-	-	109	112
	Нормальная	- ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	-	110	113

1	2	3	4	5	6	7	8	
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Гипсовая	-	-	-	110	112
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Люторичи- Гипсовая	-	-	-	108	110
	Нормальная	-	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайками (участок от отп. на Гранд- парк до ПС Протон)	-	-	-	-	101
2. МВ ВЛ 220 кВ Северная- Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Нормальная	-	2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула	-	-	-	107	109
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	-	102
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	109	114
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ-Ленинская	-	-	-	-	101
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	-	-	102
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Гипсовая	-	-	-	-	101
Летний максимум нагрузок								
3. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ-Ленинская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС-Тула	-	-	-	-	105
	Ремонтная		ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Северная №2 с отпайкой на блок 2 (уч. от отп. на блок 2 до ПС Северная)	-	-	-	102	106

1	2	3		4	5	6	7	8
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	103	107
	Ремонтная		ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС-Тула	-	-	-	-	105
	Ремонтная		АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	-	-	-	103	107
	Ремонтная		ВЛ 220 кВ Люторичи- Гипсовая	-	-	-	-	102
	Ремонтная		ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Гипсовая	-	-	-	-	103
4. ВЛ 110 кВ Ушаково- Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная- Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	104	108
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС- Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	101	111	114
5. ВЛ 110 кВ Ушаково- Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная- Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	-	104
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС- Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	-	107	110
6. АТ-1 ПС 220 кВ Северная	Ремонтная	АТ-2 ПС 220 кВ Северная	АТ-3 ПС 220 кВ Северная	-	-	-	-	105
7. АТ-2 ПС 220 кВ Северная	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-3 ПС 220 кВ Северная	-	-	-	-	106

3.5. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2024 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 (наличием «узких» мест).

3.5.1. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2024 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Ефремовский энергорайон

Ефремовский энергорайон связан с Тульской энергосистемой 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 01.01.2019 составляет 160 МВт.

Результаты расчётов электроэнергетических режимов показали, что на этапе 2020-2024 годов с учетом работы турбоагрегатов ст. №№ 5, 6 и 7 ПП «Ефремовская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» «Центральная генерация» параметры послеаварийных режимов находятся в области допустимых значений.

Самой тяжелой ситуацией для Ефремовского энергоузла является аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Звезда и ремонт ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей в режиме летнего максимума нагрузки 2024 года.

При анализе установившихся режимов Ефремовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2024 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.

Из анализа результатов расчета электроэнергетических режимов следует, что для обеспечения электроснабжения потребителей энергорайона необходимо, чтобы на Ефремовской ТЭЦ находился в работе ТГ-6 (60 МВт).

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 Металлургическая (2х125 МВА).

Рост нагрузки обусловлен реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются на перспективу до 2024 года, а также увеличением электропотребления в соответствии с заявками потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

В соответствии с утвержденными техническими условиями помимо жилищного строительства планируется подключение нагрузки крупного промышленного предприятия АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова» (21 МВт). Одним из самых крупных потребителей энергорайона является ООО «Тулачермет-Сталь» (70 МВт).

ПС 220 кВ Металлургическая 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 Металлургическая не соответствует типовым решениям, поскольку ВЛ 220 кВ подключены к шинам через выключатели, а автотрансформаторы через отделители (в схеме № 220-9 все присоединения, включая АТ, должны подключаться через свой выключатель). Выключатели в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Металлургическая (кроме выключателей ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь 1, 2) масляные и введены в эксплуатацию в 1981 году с продлением срока службы до 2020 года. В связи с этим целесообразна реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Металлургическая с целью модернизации. Рекомендуются РУ 220 кВ выполнить по схеме № 220-7 (четырёхугольник) с дополнительными выключателями от систем шин в сторону ПС 220 кВ Сталь. Таким образом, с учетом реконструкции отключение автотрансформаторов в РУ 220 кВ будет осуществляться выключателями, а не отделителями.

При анализе установившихся режимов Тульского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу

потребления на этапах 2020-2024 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 и Новомосковский энергорайоны

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 - ОАО «Щёкиноазот», который 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, индустриальных и потребительских продуктов.

В настоящее время центрами питания крупных промышленных потребителей в Новомосковском энергорайоне являются ПС 220 кВ Химическая и ПС 220 кВ Северная. Наиболее крупным потребителем в Новомосковском энергорайоне является АО «НАК Азот».

Были проведены расчеты установившихся электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Щекинском и Новомосковском энергорайонах энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на период 2020-2024 годов. Расчеты выполнены для нормальной и ремонтных схем с учетом нормативных возмущений для режимов зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок.

При анализе установившихся режимов Щекинского и Новомосковского энергорайонов энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2024 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети, не выявлено.

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

Анализ электроэнергетических режимов по базовому прогнозу на период 2020-2024 годов 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 объёме не менее двух блоков (400 МВт) в зимний период и не менее одного блока (200 МВт) в летний период.

Заокский энергорайон

В настоящее время электроснабжение Заокского энергорайона осуществляется от Алексинской ТЭЦ (Тульская энергосистема), ПС 220 кВ Шипово (Тульская энергосистема) и ПС 220 кВ Протон (Калужская энергосистема).

По данным филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» на 01.03.2019 на Алексинской ТЭЦ в работе находятся ТГ-2 установленной мощностью 12 МВт, ТГ-3 установленной мощностью 50 МВт и ПГУ-115 установленной мощностью 113,5 МВт.

Максимальная загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово за зимний день (28.12.2018) составляла 75,7 МВА (61%), за летний день (25.05.2018) – 79,3 МВА (63%).

На ПС 220 кВ Протон установлены АТ-1,2 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА каждый, введенные в эксплуатацию в 1998 году.

В таблице 3.15 приведена загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера за 2013-2017 годы.

Таблица 3.15. Загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон
в дни контрольного замера за 2013-2017 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
Лето максимум нагруз- ки	19.06.2013	55	54,5	8,1	44	отключен			
	18.06.2014	17,9	17,7	2,5	14	17,9	17,7	2,5	14
	17.06.2015	56,2	55,7	7,7	45	отключен			
	15.06.2016	18,6	17,6	6,2	15	18,6	17,6	6,2	15
	21.06.2017	39,4	38,8	6,6	31	36,7	36,1	6,8	29

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Зима максимум нагрузки	18.12.2013	20,2	19,5	5,2	16	20,2	19,5	5,2	16
	17.12.2014	19,3	19,2	1,7	15	19,3	19,2	1,7	15
	16.12.2015	29,7	29,6	2,6	24	29,7	29,6	2,6	24
	21.12.2016	25,6	25,4	3,2	20	25,6	25,4	3,2	20
	20.12.2017	32,3	32,0	4,6	26	31,9	31,5	5,0	26

Анализ данных таблицы 3.15 показал, что загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в режимные дни зимних замеров составляла не более 26% от установленной мощности АТ. В летние дни контрольных замеров при работе двух АТ 220/110 кВ загрузка АТ-1 и АТ-2 составляла не более 30% от установленной мощности АТ.

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Заокскому району на 2020-2024 годы для базового варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.16.

Таблица 3.16. Прогноз спроса на электрическую энергию и потребления мощности по Тульской области с выделением Заокского энергорайона. Базовый прогноз

Наименование показателя	2020	2021	2022	2023	2024
Максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1681	1751	1763	1775	1777
Потребление мощности Заокского энергорайона, МВт	86	87	88	88	88
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	10,681	11,042	11,243	11,302	11,344

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений уровней напряжения на шинах подстанций от допустимых значений были выполнены расчеты установившихся режимов в нормальной и ремонтных схемах сети с учетом нормативных возмущений.

В расчётах принята загрузка Алексинской ТЭЦ в соответствии с данными таблицы 3.17.

Таблица 3.17. Нагрузка Алексинской ТЭЦ, МВт

Электростанция	Номер блока	2020 год		2021-2024 годы	
		Зима	Лето	Зима	Лето
Алексинская ТЭЦ	ТГ-2	6	12	0	0
	ПГУ	113,5	113,5	113,5	113,5
Всего по станции		119,5	125,5	113,5	113,5

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Заокском энергорайоне энергосистемы Тульской области в период 2020-2024 годов токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявил. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Суммарные сведения об объемах технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей в соответствии с реализованными и действующими договорами на технологическое присоединение (ДТП) максимальной мощностью 5 МВт и менее в Заокском энергорайоне представлены в таблице 3.18.

Таблица 3.18. Объем нагрузки на технологическое присоединение и резервы мощности в Заокском энергорайоне, МВт

Наименование подстанции	Установленная мощность, МВА	Допустимая мощность ПС (N-1)	Действующие ДТП на 01.01.2019	Присоединенная мощность потребителей с начала 2018 г.	Резерв мощности для ТП с учетом ДТП*
ПС 110 кВ Заокская	2х16	16,8	31,889	19,239	-6,527
ПС 110 кВ Яковлево	2х10	10,5	15,362	3,291	-0,265
ПС 35 кВ Ненашево	4+10	4,2	8,186	3,367	0,061
ПС 35 кВ Хрипково	2х2,5	2,625	5,026	0,965	-0,621

* Знак минус означает недостаточную пропускную способность.

В рамках процедуры технологического присоединения ООО «ГРАНД-ПАРК» и ООО «Фермерский рынок» предусмотрены следующие мероприятия по реконструкции сети 35-110 кВ Заокского энергорайона:

1) строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК (2х16 МВА) и отпайк от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево (2х0,23 км);

2) реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом питания на 110 кВ и с заменой двух трансформаторов 4 МВА и 10 МВА на два трансформатора 2х16 МВА;

3) строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск на ПС 110 кВ Ненашево (2х10,5 км) с образованием ВЛ 110 кВ Ясногорск – Ненашево и ВЛ 110 кВ Ленинская – Ненашево;

4) реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом питания на 110 кВ и с заменой двух трансформаторов 2х2,5 МВА на два трансформатора 2х10 МВА;

5) реконструкция ВЛ 35 кВ Хрипково – Ненашево с переводом на 110 кВ (17 км);

6) реконструкция ВЛ 35 кВ Заокская – Хрипково с переводом на 110 кВ (16 км);

7) реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Заокская для подключения ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково.

Возможна реализация первоначально строительства отпайки ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск до ПС 110 кВ Заокская параллельно ВЛ 35 кВ Хрипково – Ненашево и ВЛ 35 кВ Заокская – Хрипково.

Сроки реализации вышеуказанных мероприятий могут корректироваться с учётом результатов разработки проектной документации и динамики реального прироста нагрузки потребителей в Заокском энергорайоне.

Участок схемы электрической сети 35-110 кВ Заокского энергорайона после реконструкции представлен на рисунке 3.1.

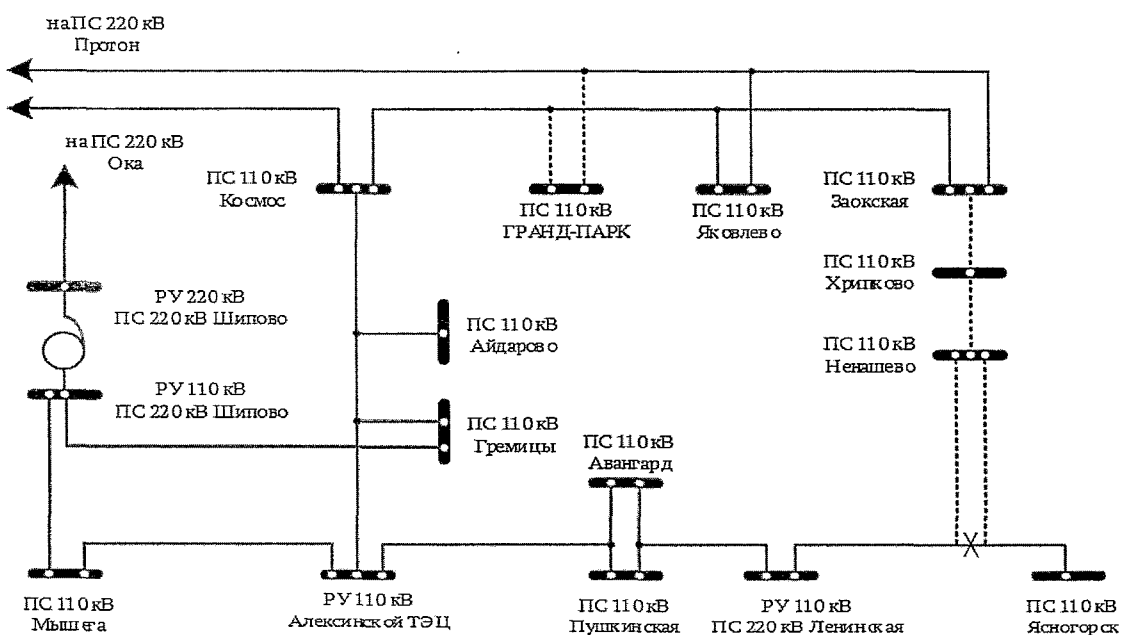


Рисунок 3.1. Участок сети 35-110 кВ Заокского энергорайона после реконструкции

Анализ установившихся режимов Заокского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2024 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 с учетом сооружения транзитной ЛЭП 110 кВ Ленинская-Ненашево-Заокская, не выявил. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

В энергорайоне фактически отсутствует резерв свободной трансформаторной мощности для присоединения новых потребителей. Рекомендуются реконструкция ПС 110 кВ Заокская, ПС 35 кВ Ненашево и ПС 35 кВ Хрипково с увеличением трансформаторной мощности.

Суворовский энергорайон

На территории Суворовского энергорайона Тульской области расположены два монопрофильных муниципальных образования (моногорода) - 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.

В связи с выводом из эксплуатации ОРУ 110 кВ Черепетской ГРЭС в Суворовском энергорайоне потерян центр питания 220 кВ. При этом образован протяженный транзит по сети 110 кВ из Калужской энергосистемы в Щекинский энергорайон Тульской энергосистемы. В случае потери электрической связи 110 кВ со стороны Калужской энергосистемы, единственным центром электроснабжения потребителей Суворовского энергорайона является Первомайская ТЭЦ (Щекинский энергорайон), которая связана с Суворовским энергорайоном протяженным транзитом 110 кВ.

В настоящее время выданы технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» с максимальной мощностью 70 МВт (ТУ от 10.07.2017). В соответствии с данными ТУ должны быть выполнены следующие мероприятия:

1) строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и двух ВЛ 110 кВ Ушатово –

ПС 110 кВ АО «Тулская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»;

2) строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово.

Сооружение ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово позволит повысить надежность электроснабжения потребителей Суворовского энергорайона в связи с выводом из работы ОРУ 110 кВ Черепетской ГРЭС и обеспечит возможность технологического присоединения новых потребителей.

Учитывая объемы предполагаемого электросетевого строительства, по данным филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», сроки сооружения ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово протяженностью 59 км составят 2021-2024 годы при выполнении ПИР в 2019 году.

Расчеты пропускной способности Суворовского энергорайона проводились методом утяжеления с контролем токовой загрузки ВЛ. Утяжеление производилось на ПС 110 кВ Ушатово с учетом сооружения ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово.

Пропускные способности транзита 110 кВ были определены в режимах летнего максимума нагрузок для послеаварийных режимов (в схеме с отключением двух элементов сети). Резерв пропускной способности сети 110 кВ Суворовского энергорайона составит порядка 50 МВт.

Участок схемы электрической сети 110 кВ Суворовского энергорайона после реконструкции представлен на рисунке 3.2.

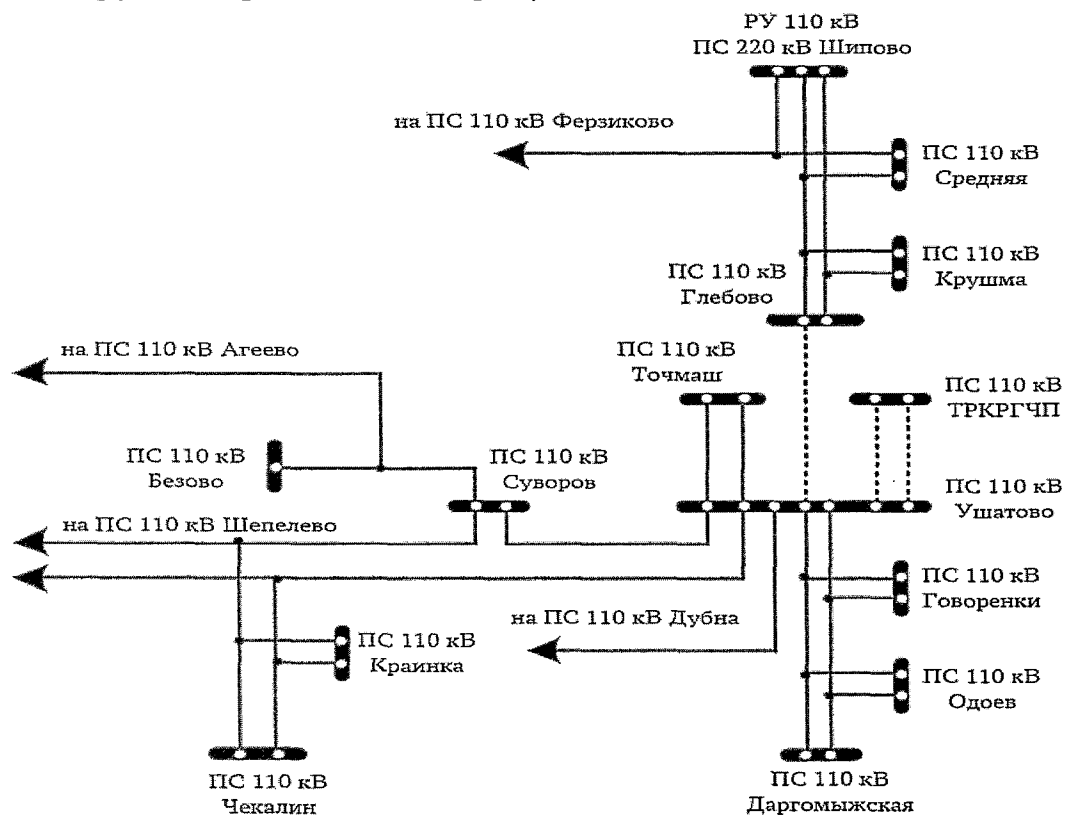


Рисунок 3.2. Участок сети 110 кВ Суворовского энергорайона после реконструкции

При анализе установившихся режимов Суворовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2020-2024 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.

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

По состоянию на 01.01.2019 на ПС 110 кВ Заокская, ПС 110 кВ Средняя, ПС 110 кВ Яковлево и ПС 110 кВ Пролетарская отсутствует текущий резерв мощности, свободной для технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей. Данные объекты рекомендуются для включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра и Приволжья» 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 2016-2018 годов, составляет 23,43 МВА. Выявлена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах на 01.01.2019 в объёме 6,53 МВА. Суммарный объём нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2019 составляет 31,89 МВА. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует. С учетом отсутствия свободной мощности в прилегающей сети 110 кВ рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Заокская с замены силовых трансформаторов 2х16 МВА на 2х40 МВА.

На ПС 110 кВ Средняя установлены трансформаторы мощностью 10 и 16 МВА. Максимальная нагрузка, зафиксированная в режимный день в период 2016-2018 годов, составила 11,63 МВА. Выявлена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах на 01.01.2019 в объёме 1,36 МВА. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует. Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Средняя с увеличением трансформаторной мощности – заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА.

На ПС 110 кВ Яковлево установлены два трансформатора мощностью 10 МВА каждый. Максимальная загрузка подстанции, зафиксированная в режимный день в период 2016-2018 годов, составляет 5,3 МВА. Выявлена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных

и ремонтных схемах на 01.01.2019 в объёме 0,27 МВА. Суммарный объём нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2019 составляет 15,36 МВА. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует. С учетом отсутствия свободной мощности в прилегающей сети 110 кВ рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Яковлево с заменой силовых трансформаторов с 2х10 МВА на 2х16 МВА.

На ПС 110 кВ Пролетарская установлены два трансформатора мощностью 25 МВА каждый. Максимальная загрузка подстанции, зафиксированная в режимный день в период 2016-2018 годов, составляет 26,27 МВА. Выявлена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах на 01.01.2019 в объёме 0,31 МВА. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует. С учетом этого рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Пролетарская с заменой силовых трансформаторов с 2х25 МВА на 2х32 МВА.

С учетом действующих договоров на технологическое присоединение новых потребителей, по информации собственника, на 01.01.2019 резерв менее 5 МВт наблюдается на объектах 110 кВ:

- 1) ПС 110 кВ Подземгаз;
- 2) ПС 110 кВ Дубна;
- 3) ПС 110 кВ Рудаково;
- 4) ПС 110 кВ Ушатово;
- 5) ПС 110 кВ Криволучье;
- 6) ПС 110 кВ Болоховская;
- 7) ПС 110 кВ Мордвес;
- 8) ПС 110 кВ Пушкинская;
- 9) ПС 110 кВ Глушанки;
- 10) ПС 110 кВ Обидимо.

Данные подстанции рекомендуются для планирования по включению в соответствующую инвестиционную программу филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» как объекты второй очереди.

В зону риска ПС 110 кВ с возможной перспективной недостаточной пропускной способностью трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах попадают следующие объекты 110 кВ:

- 1) ПС 110 кВ Щегловская;
- 2) ПС 110 кВ Медвенка.

Увеличение трансформаторной мощности на вышеуказанных объектах рекомендуется проводить с учётом:

- 1) мониторинга фактической загрузки оборудования и динамики реализации договоров на технологическое присоединение;

2) анализа возможности перевода электроснабжения потребителей (части потребителей) на другие центры питания, учитывая возможность резервирования по электрическим сетям 6-35 кВ.

При невозможности расширения существующих подстанций с целью разгрузки трансформаторов целесообразно выполнить сооружение нового центра питания с перераспределением на него нагрузок по сети 6-10 кВ либо осуществить перераспределение нагрузок по сети 6-10 кВ на существующие менее загруженные центры питания.

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 Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная.

ВЛ 110 кВ Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная обеспечивает электроснабжение потребителей Зареченского и Привокзального районов г. Тулы, в том числе и социально значимые объекты. Данная ВЛ 110 кВ находится в эксплуатации с 1938 года и не отвечает требованиям действующих норм и правил. Часть линии выполнена на деревянных опорах. По данным технического освидетельствования, проведенного комиссией производственного отделения «Тульские электрические сети» филиала «Тулэнерго» в 2007 году, деревянные опоры имеют износ 85%. Коэффициент дефектности опор (КДО) составляет 85%. Коэффициент дефективности провода (КДП) – 90%. Бухгалтерский износ составляет 91%. 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 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. КДО составляет 35%, КДП – 40%. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск составляет 46,89%. 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)»;

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. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка составляет 21% и ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка составляет 25%. Для данных ВЛ КДО составляет 39%, КДП – 73%. Согласно последнему акту обследования данные линии находятся в неудовлетворительном состоянии и не соответствуют требованиям 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 и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей.

Двухцепная ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей находятся в эксплуатации с 1960 года. На линии имели место случаи разрушения железобетонных опор с их падением в 1990 и 1997 годах. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками составляет 94% и для ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей составляет 44%. Для данных ВЛ КДО составляет 60%, КДП – 65%. Согласно последнему акту обследования данные линии находятся в неудовлетворительном состоянии, не соответствуют требованиям 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. КДО составляет 85%, КДП – 80%. Техническое состояние ВЛ 110 кВ не соответствуют требованиям РД 34.20.504-94. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Труново – Советская составляет 87,9%. Данная ЛЭП находится в неудовлетворительном техническом состоянии, в связи с чем необходима реконструкция ЛЭП с заменой опор и провода (без увеличения сечения);

6) 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. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Ленинская – Мясново с отпайками составляет 92,5%, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки составляет 100%, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками составляет 89%, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная составляет 89%. Для данных ВЛ КДО составляет 70%, КДП – 80%.

Вышеуказанные ВЛ 110 кВ 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;

7) 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 Тульской энергосистемы. Реконструкция этой линии электропередачи предусмотрена с целью приведения ее к требованиям действующих нормативно-технических документов и повышения надежности функционирования распределительного электросетевого комплекса. КДО составляет 85%, КДП – 80%. Бухгалтерский 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)».

Заключение по разделу 3.5.1

На основании проведённого в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности на период 2020-2024 сделаны следующие выводы:

1) прогнозный прирост максимума нагрузки в Тульской энергосистеме к 2024 году составляет 225 МВт по отношению к факту 2018 года, при этом основная его часть приходится на Щекинский энергорайон;

2) за последние 5 лет выведено из эксплуатации 1505 МВт генерирующих мощностей (установленная мощность электростанций сократилась практически вдвое). В период 2019-2024 годов предполагается к выводу 133 МВт установленной генерирующей мощности;

3) с целью 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 объёме не менее двух блоков (400 МВт) в зимний период и не менее одного блока (200 МВт) в летний период;

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

5) отмечена необходимость электросетевого строительства в Заокском и Суворовском районах Тульской области;

6) отмечена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах на ПС 35-110 кВ Тульской энергосистемы, в том числе в Заокском энергорайоне, и необходимость электросетевого строительства в Заокском районе Тульской области для обеспечения возможности подключения новых потребителей;

7) разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2019-2024 годы, 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 2020-2024 годы в рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности (таблица 3.20).

3.5.2. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Ефремовский энергорайон

В настоящее время Ефремовский район относится к территориям опережающего социально-экономического развития (ТОСЭР «Ефремов»). В связи с этим в рамках регионального прогноза в Ефремовском энергорайоне предполагается ввод нового крупного потребителя (кластер «Ефремов») мощностью потребления 50 МВт.

По данным от ОАО «Щекиноазот» предполагается увеличение производственных мощностей на территории Ефремовского района и ввод новой нагрузки мощностью 198 МВт, помимо имеющихся ТУ на 15 МВт. Предварительно предполагается электроснабжение нагрузки ОАО «Щекиноазот» за счет сооружения новой ПС 110 кВ Новая мощностью 2х200 МВА и сооружения заходов от ПС 110 кВ Новая до РУ 110 кВ ПС 220 кВ Звезда.

По данным ПАО «РЖД», на территории Ефремовского энергорайона предполагается сооружение тяговой подстанции в Воловском районе (ПС 110 кВ Волово-тяговая 2х40 МВА) максимальной мощностью нагрузки 23,3 МВт и сооружение тяговой подстанции в Ефремовском районе (ПС 110 кВ Ефремов-тяговая 2х40 МВА) максимальной мощностью нагрузки 22,8 МВт. Выбор схемы внешнего электроснабжения предполагаемых перспективных тяговых подстанций должен осуществляться в рамках выполнения отдельной работы.

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений уровней напряжения на шинах подстанций от допустимых значений были выполнены расчеты установившихся режимов в нормальной и ремонтных схемах сети с учетом нормативных возмущений. Мощность нагрузки новых потребителей при исследовании электроэнергетических режимов принята с коэффициентов использования равным единице ($K_{исп}=1$), т.е. в полном заявленном объеме.

Результаты расчётов электроэнергетических режимов показали, что на этапе 2020-2024 годов с учетом работы турбоагрегатов ст. №№ 5, 6 и 7 ПП «Ефремовская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» «Центральная генерация» в рамках регионального прогноза с учётом новых потребителей в полном объеме параметры послеаварийных режимов выходят из области допустимых значений.

Наиболее тяжелыми являются режимы зимних максимальных и летних максимальных нагрузок. Режимы зимних минимальных и летних минимальных нагрузок не являются определяющими ввиду отсутствия в них токовых перегрузок.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2023 года (с учётом ввода кластера «Ефремов») выявил токовые перегрузки оборудования при аварийных отключениях в ремонтных схемах сети при работе ТГ-6 на Ефремовской ТЭЦ и выявил токовые перегрузки оборудования при аварийных отключениях в нормальной схеме сети при генерации Ефремовской ТЭЦ равной нулю. Для ликвидации указанных перегрузок рекомендуется сооружение дополнительной связи, питающей Ефремовский энергорайон, например, ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда протяженностью порядка 65 км и проводом не менее АС-120.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2024 года (соответствует максимальному суммарному приросту нагрузок) выявил в режимах зимних максимальных нагрузок следующие токовые перегрузки электросетевого оборудования в нормальной схеме сети (при этом ТГ-6 на Ефремовской ТЭЦ в работе):

АТ-1 ПС 220 кВ Звезда (загрузка составляет 147% от $I_{ддтн}$);

ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда (загрузка составляет 113% от $I_{ддтн}$).

В режимах летних максимальных нагрузок 2024 года выявлены следующие токовые перегрузки электросетевого оборудования в нормальной схеме сети:

АТ-1 ПС 220 кВ Звезда (загрузка составляет 108% от $I_{ддтн}$).

Аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Звезда в режимах зимних максимальных и летних максимальных нагрузок приводит к выходу параметров послеаварийного режима из диапазона допустимых значений (недопустимое снижение напряжения).

В режимах летних максимальных нагрузок при ремонте АТ-1 ПС 220 кВ Звезда аварийное отключение ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками или ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк также приводит к выходу параметров послеаварийного режима из диапазона допустимых значений (недопустимое снижение напряжения).

Увеличение пропускной способности ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда за счет замены трансформатора тока со стороны ПС 220 кВ Звезда (с 400 А на 1000 А), со стороны ПС 220 кВ Бегичево (с 600 А на 1000 А) и установка второго автотрансформатора мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Звезда

позволяют ликвидировать токовые перегрузки, но только в нормальной схеме сети.

При нормативных возмущениях в нормальной схеме сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области в режимах зимних максимальных нагрузок 2024 года с учетом реализации вышеописанных мероприятий выявлены токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

АТ-1(2) ПС 220 кВ Звезда (загрузка составляет 147% от $I_{ддтн}$);

ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда с отпайками (загрузка составляет 108% от $I_{ддтн}$);

ВЛ 110 кВ Бегичево – Волово с отпайкой на ПС Богородицк (загрузка составляет 113% от $I_{ддтн}$);

Таким образом, установка второго автотрансформатора на ПС 220 кВ Звезда мощностью 125 МВА является неэффективным мероприятием с учетом предполагаемого прироста мощности потребления в Ефремовском энергорайоне по региональному прогнозу. Для устранения токовых перегрузок АТ-1(2) ПС 220 кВ Звезда рекомендуется увеличение их мощности до 2х250 МВА.

Для устранения вышеуказанных перегрузок ВЛ 110 кВ необходимо сооружение дополнительной связи, питающей Ефремовский энергорайон.

Сооружение ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда (проводом АС-400, длиной 60 км) позволяет ликвидировать вышеуказанные токовые перегрузки ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда с отпайками и ВЛ 110 кВ Бегичево – Волово с отпайкой на ПС Богородицк при нормативных возмущениях в нормальной схеме сети.

Сооружение дополнительной связи 220 кВ в Ефремовский энергорайон (ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда) позволяет ввести параметры электроэнергетических режимов в область допустимых значений при аварийных отключениях в нормальной схеме сети, за исключением режимов с аварийным отключением 1(2) СШ 110 кВ ПС 220 кВ Звезда, приводящим к токовым перегрузкам АТ-2(1) ПС 220 кВ Звезда (до 113% от $I_{ддтн}$). Для исключения возможных токовых перегрузок рекомендуется подключение к шинам 110 кВ ПС 220 кВ Звезда каждого из АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Звезда через развилку из выключателей.

Необходимо отметить, что в случае аварийного отключения ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда в режимах зимних максимальных нагрузок наблюдается резкое снижение уровней напряжения в сети 110 кВ (напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ составит 95 кВ). Для устранения возможных снижений уровней напряжения рекомендуется предусмотреть установку

дополнительных устройств компенсации реактивной мощности на ПС 220 кВ Звезда мощностью не менее 70 Мвар.

В режимах летних максимальных нагрузок с учётом мощности потребителей в полном объёме и реализации предложенных мероприятий аварийное отключение ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда при ремонте ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда (или наоборот, отключение ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда) приводит к недопустимому снижению напряжения в Ефремовском энергорайоне, для ликвидации которого рекомендуется увеличение генерации Ефремовской ТЭЦ в ремонтных схемах или применение устройств противоаварийной автоматики.

Участок схемы электрической сети 110-220 кВ Ефремовского энергорайона после подключения новых потребителей с учётом реконструкции сети представлен на рисунке 3.3.

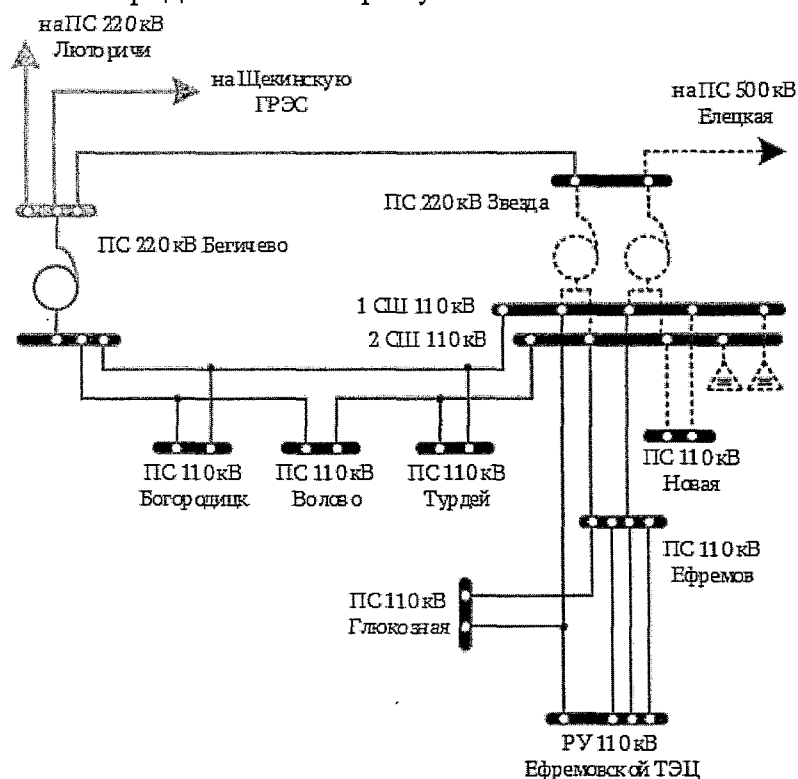


Рисунок 3.3. Участок сети 110-220 кВ Ефремовского энергорайона после подключения новых потребителей с учётом реконструкции сети

Таким образом, сооружение ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда не позволяет обеспечить допустимых значений параметров режимов при аварийных отключениях в ремонтных схемах сети и может рассматриваться только как предварительное решение. Итоговый перечень мероприятий по развитию сети Ефремовского энергорайона, учитывающий перспективный прирост потребления мощности в полном объёме, должен быть скорректирован и, при необходимости, дополнен после уточнения параметров вновь подключаемых

перспективных потребителей (предполагаемая схема подключения, режимы работы нагрузки, состав подключаемой нагрузки и др.).

Анализ установившихся режимов Ефремовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих региональному прогнозу потребления на этапах 2020-2024 годов (при учёте новых потребителей в полном объёме) и возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной схеме сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, выявил токовые перегрузки электросетевого оборудования, для ликвидации которых рекомендуется реализация следующих мероприятий:

- 1) реконструкция ПС 220 кВ Звезда, включающая в себя установку автотрансформаторов мощностью 2х250 МВА и установку средств компенсации реактивной мощности мощностью не менее 70 Мвар;
- 2) сооружение ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда длиной 60 км.

Из анализа результатов расчета электроэнергетических режимов следует, что для обеспечения электроснабжения потребителей энергорайона необходимо, чтобы на Ефремовской ТЭЦ находился в работе ТГ-6 (60 МВт).

Тульский энергорайон, мероприятия по организации электроснабжения объектов нового жилищного строительства

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 Металлургическая (2х125 МВА).

Рост нагрузки обусловлен реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются на перспективу до 2024 года, а также увеличением электропотребления в соответствии с заявками потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

В соответствии с утвержденными техническими условиями помимо жилищного строительства планируется подключение нагрузки крупного промышленного потребителя АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова» (21 МВт). Одним из самых крупных потребителей является ООО «Тулачермет-Сталь» (70 МВт).

ПС 220 кВ Металлургическая 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 Металлургическая не соответствует типовым решениям, поскольку ВЛ 220 кВ подключены к шинам через выключатели, а автотрансформаторы

через отделители (в схеме № 220-9 все присоединения, включая АТ, должны подключаться через свой выключатель). Выключатели в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Металлургическая (кроме выключателей ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь 1, 2) масляные и введены в эксплуатацию в 1981 году с продлением срока службы до 2020 года. В связи с этим целесообразна реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Металлургическая с целью модернизации. Рекомендуются РУ 220 кВ выполнить по схеме № 220-7 (четырёхугольник) с дополнительными выключателями от систем шин в сторону ПС 220 кВ Сталь. Таким образом, с учетом реконструкции отключение автотрансформаторов в РУ 220 кВ будет осуществляться выключателями, а не отделителями.

Следует отметить, что в Тульском энергорайоне ведется крупномасштабное жилищное строительство. Суммарная мощность заявителей на подключение новых объектов жилищного строительства составляет 27,4 МВт. В соответствии с техническими условиями планируется создание следующих крупных микрорайонов жилой застройки:

- 1) микрорайон комплексной застройки «Красные Ворота», г. Тула, ул. Ключевая, АО «Внешстрой» мощностью 6,0 МВт, с присоединением от нового центра питания 110 кВ, либо выполнить присоединение на ПС 110 кВ Медвенка (источник финансирования строительства новой ПС 110 кВ предусмотреть в рамках действующего законодательства);
- 2) жилой комплекс «Баташевский сад», г. Тула, Зареченский район, мощностью 6,2 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Тулица;
- 3) жилой комплекс «Суворовский», г. Тула, в районе Восточного обвода, мощностью 8,0 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Перекоп, ПС 110 кВ Стечкин;
- 4) жилой комплекс «Петровский квартал», г. Тула, Привокзальный мкр., мощностью 2,0 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Мясново;
- 5) жилой комплекс «Новая Тула», г. Тула, Привокзальный мкр., мощностью 9,3 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Мясново, ПС 110 кВ Южная.

С учетом действующих договоров на технологическое присоединение новых потребителей, по информации собственника, на 01.01.2019 резерв мощности на ПС 110 кВ Тулица составляет 12,18 МВА, на ПС 110 кВ Центральная 5,84 МВА, на ПС 110 кВ Перекоп 16,01 МВА, на ПС 110 кВ Стечкин 15,42 МВА, на ПС 110 кВ Мясново 19,86 МВА, ПС 110 кВ Южная 26,77 МВА, ПС 110 кВ Медвенка 6,4 МВА.

Таким образом, для подключения вышеуказанных жилищных комплексов, за исключением микрорайона комплексной застройки «Красные

Ворота», на существующих центрах питания 110 кВ Тульского энергорайона трансформаторных мощностей достаточно.

С целью подключения микрорайона комплексной застройки «Красные Ворота» к сетям 110 кВ рекомендуется сооружение нового центра питания 110 кВ трансформаторной мощностью не менее 2х16 МВА либо выполнить присоединение на ПС 110 кВ Медвенка. Схема подключения новой ПС 110 кВ и её мощность должны уточняться в рамках отдельной работы.

При анализе установившихся режимов Тульского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих региональному прогнозу потребления на этапах 2020-2024 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.

Заокский энергорайон

Результаты расчётов электроэнергетических режимов на период 2020-2024 годов установившихся режимов зимних и летних максимальных нагрузок, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной схеме сети, аварийной схеме сети, ремонтно-аварийной схеме в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности показали, что токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено.

На территории муниципального образования город Алексин Тульской области создается территория опережающего социально-экономического развития «Алексин» (ТОСЭР «Алексин»). Основным центром питания ТОСЭР «Алексин» Заокского энергорайона является ПС 220 кВ Шипово (АТ-2 мощностью 125 МВА).

В режимные дни за 19.12.2018 (18-00) и за 21.06.2018 (10-00) загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово составляла 56,6 МВА или 45% от номинальной мощности, и 43,9 МВА или 35% от номинальной мощности соответственно.

Поскольку в настоящее время отсутствуют заявки на подключение нагрузки резидентов ТОСЭР «Алексин», мероприятия по организации их электроснабжения целесообразно определить в рамках очередного цикла схемы и программы развития электроэнергетики Тульской области на 5-летний период.

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

Новомосковский и Щекинский энергорайоны

В Новомосковском и Щекинском энергорайонах планируется подключение крупных потребителей, потребляемая мощность которых учтена в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности: ООО «Тепличный комплекс «Тульский» (150 МВт), ООО «Агрохолдинг «Суворовский» (215,8 МВт), ОАО «Щекиноазот» (40 МВт), индустриальный парк «Узловая» (150 МВт), ПАО «РЖД» (20,7 МВт). Выбор схемы внешнего электроснабжения предполагаемых перспективных потребителей, в том числе тяговых подстанций, должен осуществляться в рамках выполнения отдельной работы.

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений уровней напряжения на шинах подстанций от допустимых значений, были выполнены расчеты установившихся режимов в нормальной и ремонтных схемах сети с учетом нормативных возмущений. Мощность нагрузки новых потребителей при исследовании электроэнергетических режимов принята с коэффициентов использования равным единице ($K_{исп}=1$), т.е. в полном заявленном объеме.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Щекинском и Новомосковском энергорайонах энергосистемы Тульской области на этапе 2024 года (соответствует максимальному суммарному приросту нагрузок) выявил в режимах зимних максимальных нагрузок следующие токовые перегрузки электросетевого оборудования в нормальной схеме сети:

МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (загрузка составляет 117% от $I_{ддтн}$);

МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (загрузка составляет 106% от $I_{ддтн}$).

При нормативных возмущениях в нормальной схеме сети в режимах зимних максимальных нагрузок 2024 года выявлены токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (загрузка составляет 147% от $I_{ддтн}$);

МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (загрузка составляет 136% от $I_{ддтн}$);

ВЛ 220 кВ Северная – Химическая (загрузка составляет 112% от $I_{ддтн}$);

ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая (загрузка составляет 102% от $I_{ддтн}$);

АТ-1 ПС 220 кВ Северная (загрузка составляет 124% от $I_{ддтн}$);

АТ-2 ПС 220 кВ Северная (загрузка составляет 116% от $I_{ддтн}$);

АТ-3 ПС 220 кВ Северная (загрузка составляет 108% от $I_{ддтн}$).

При нормативных возмущениях в нормальной схеме сети в режимах летних максимальных нагрузок 2024 года выявлены токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (загрузка составляет 123% от $I_{ддтн}$);

ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая (загрузка составляет 105% от $I_{ддтн}$).

Определяющими нормативными возмущениями являются аварийное отключение ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Бегичево с отпайкой на блок 1, аварийное отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула и отключение одного из АТ 220/110 кВ ПС 220 кВ Северная. Наиболее тяжелыми являются режимы зимних максимальных и летних максимальных нагрузок, режимы зимних минимальных и летних минимальных нагрузок не являются определяющими ввиду отсутствия в них токовых перегрузок.

Как видно из представленных выше результатов, ввод новых крупных потребителей в Новомосковском энергорайоне (таких как промышленный парк «Узловая» мощностью 150 МВт) без разработки дополнительных электросетевых мероприятий не представляется возможным, поскольку приводит к токовым перегрузкам существующей сети.

В качестве оптимального варианта, позволяющего обеспечить подключение новых крупных потребителей в Новомосковском энергорайоне (промышленный парк «Узловая»), является сооружение нового центра питания 220 кВ – ПС 220 кВ Новоиндустриальная с питанием от ПС 220 кВ Северная и Новомосковской ГРЭС.

Сооружение ПС 220 кВ Новоиндустриальная мощностью 2х200 МВА, сооружение новых ВЛ 220 кВ Северная – Новоиндустриальная (проводом АС-400, длиной 6 км) и ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Новоиндустриальная (проводом АС-500, длиной 10 км) позволяет ликвидировать перегрузки электросетевого оборудования в нормальной схеме сети и при нормативных возмущениях в нормальной схеме сети.

Необходимо отметить, 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 объёме не

менее двух блоков (400 МВт) в зимний период и не менее одного блока (200 МВт) в летний период.

Участок схемы электрической сети 110-220 кВ Щекинского и Новомосковского энергорайонов после подключения новых потребителей с учётом реконструкции сети представлен на рисунке 3.4.

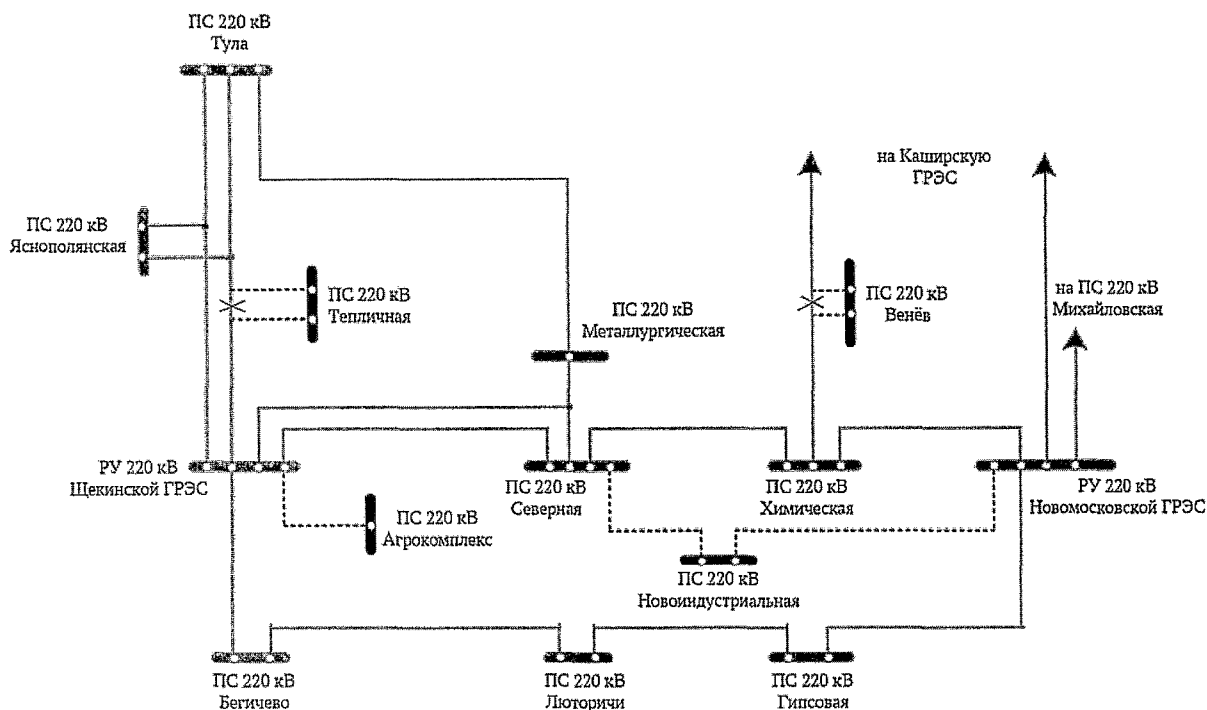


Рисунок 3.4. Участок сети 110-220 кВ Щекинского и Новомосковского энергорайонов с учетом подключения новых крупных потребителей

Таким образом, анализ установившихся режимов Щекинского и Новомосковского энергорайонов энергосистемы Тульской области, соответствующих региональному прогнозу потребления на этапах 2020-2024 годов (при учёте новых потребителей в полном объёме) и 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, выявил токовые перегрузки электросетевого оборудования, для ликвидации которых рекомендуется реализация следующих мероприятий:

1) сооружение нового центра питания 220 кВ (ПС 220 кВ Новоиндустриальная) мощностью не менее 2х200 МВА, сооружение ВЛ 220 кВ Северная – Новоиндустриальная и ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Новоиндустриальная;

2) реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Химическая посредством установки дополнительных ячеек выключателей 220 кВ и приведение РУ 220 кВ к схеме №220-15;

3) замена ВЧЗ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Северная.

Суворовский энергорайон

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

Мероприятия по организации электроснабжения промышленных парков и крупных промышленных потребителей Тульской области

В соответствии с выданными техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей энергосистемы Тульской области в региональном сценарии развития возможен рост нагрузки более высокими темпами.

Планируется увеличение нагрузки введенного промышленного парка «Узловая» (122,5 МВт к 2024 году) и ввод дополнительной очереди промышленного парка «Узловая» (150 МВт к 2024 году), объектов жилищного строительства (27,4 МВт к 2024 году), ООО «Тепличный комплекс «Тульский» (150 МВт), ОАО «Щекиноазот» (40 МВт в Щекинском энергорайоне, 198 МВт в Ефремовском энергорайоне), ООО «Агрохолдинг «Суворовский» (215,8 МВт), АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова» (21 МВт), ПАО «РЖД» (Веневский район – 20,7 МВт, Узловский район – 22,6 МВт, Воловский район – 23,3 МВт, Ефремовский район – 22,8 МВт).

Для обеспечения электроэнергией электроприемников промышленного парка «Узловая» (МО Каменецкое, Узловский район, 122,5 МВт) в настоящее время введены в эксплуатацию ПС 110 кВ Промышленная трансформаторной мощностью 2х125 МВА и две КВЛ 110 кВ Северная – Промышленная № 1 и КВЛ 110 кВ Северная – Промышленная № 2 длиной по 7,2 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников второй очереди промышленного парка «Узловая» (МО Каменецкое, Узловский район, 150 МВт) рекомендуется сооружение ПС 220 кВ Новопромышленная трансформаторной мощностью 2х200 МВА и сооружение новых ВЛ 220 кВ Северная – Новопромышленная длиной 6 км и ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Новопромышленная длиной 10 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ООО «Тепличный комплекс «Тульский» (Щекинский р-н, в районе

пос. Рудный, 150 МВт) планируется сооружение ПС 220 кВ Тепличная трансформаторной мощностью 2х80 МВА и сооружением заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 220 кВ Тепличная длиной 2х0,7 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ООО «Агрохолдинг «Суворовский» (215,8 МВт) сооружается ПС 220 кВ Агрокомплекс с установкой трансформатора 220/10 кВ мощностью 250 МВА и ЛЭП 220 кВ от 1 СШ 220 кВ РУ 220 кВ Щекинской ГРЭС длиной 2 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ОАО «Щекиноазот» (40 МВт) планируется сооружение ПС 110 кВ Карбамид трансформаторной мощностью 2х60 МВА и сооружение двух КЛ 110 кВ Яснополянская – Карбамид длиной по 3 км.

В рамках осуществления деятельности по расширению и модернизации производства действующих предприятий Тульской области прогнозируется увеличение максимальной мощности присоединённых энергопринимающих устройств АО «КБП» на 21 МВт. Для обеспечения электроэнергией электроприемников АО «КБП» планируется сооружение ПС 110 кВ КБП трансформаторной мощностью 2х25 МВА, питание которой будет осуществляться отпайками от ВЛ 110 кВ Щегловская – Глушанки и ВЛ 110 кВ Кировская – Металлургическая с отпайкой на ПС Криволучье длиной по 2,2 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников новых объектов жилищного строительства в г. Тула (27,4 МВт) рекомендуется сооружение нового центра питания 110 кВ трансформаторной мощностью 2х16 МВА.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ПАО «РЖД» в Венёвском районе (20,7 МВт) рекомендуется сооружение ПС 220 кВ Венёв трансформаторной мощностью 2х40 МВА (со схемой РУ 220 кВ № 220-7 «четырёхугольник») и сооружение заходов к ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая длиной по 5 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ПАО «РЖД» в Узловском районе (22,6 МВт) рекомендуется сооружение ПС 110 кВ Узловая-2 трансформаторной мощностью 2х40 МВА и сооружение заходов и заходов от ВЛ 110 кВ Северная – Метаноловская и от ВЛ 110 кВ Узловая – Северная.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников кластера «Ефремов» (50 МВт) и ПАО «РЖД» (23,3 МВт) в Ефремовском энергорайоне рекомендуется сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда длиной 65 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ОАО «Щекиноазот» (198 МВт), кластера «Ефремов» (50 МВт) и ПАО «РЖД» (23,3 МВт) в Ефремовском энергорайоне рекомендуется реконструкция

ПС 220 кВ Звезда с установкой трансформаторов 2х250 МВА, установкой устройств СКРМ мощностью не менее 70 Мвар и сооружение ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда длиной 60 км. При этом сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда уже не требуется.

Заключение по разделу 3.5.2

На основании проведённого в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу на период 2020-2024 сделаны следующие выводы:

1) прогнозный прирост максимума нагрузки в Тульской энергосистеме к 2024 году составляет 655 МВт по отношению к факту 2018 года, при этом основная его часть приходится на Щекинский энергорайон;

2) за последние 5 лет выведено из эксплуатации 1505 МВт генерирующих мощностей (установленная мощность электростанций сократилась практически вдвое). В период 2019-2024 годов предполагается к выводу 287 МВт установленной генерирующей мощности;

3) с целью 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 объёме не менее двух блоков (400 МВт) в зимний период и не менее одного блока (200 МВт) в летний период;

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

5) отмечена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах на ПС 35-110 кВ Тульской энергосистемы, в том числе в Заокском, Тульском и Ефремовском энергорайонах для обеспечения возможности подключения новых потребителей;

6) разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2019-2024 годы, 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 2020-2024 годы в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности (таблица 3.21).

3.6. Анализ надежности схемы отдельных подстанций классом напряжения 110 кВ

Анализ РУ 110 кВ ПС 110 кВ Гремячее, ПС 110 кВ Подземгаз, ПС 110 кВ Задонье, ПС 110 кВ Богородицк, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Мясново, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Тулица, ПС 110 кВ Привокзальная показал, что только схемы ПС 110 кВ Мясново, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Тулица и ПС 110 кВ Привокзальная соответствуют типовым решениям. Для приведения в соответствие схем РУ 110 кВ к типовым на ПС 110 кВ Гремячее, ПС 110 кВ Подземгаз, ПС 110 кВ Задонье, ПС 110 кВ Богородицк и ПС 110 кВ Октябрьская целесообразно установить выключатели 110 кВ в цепях трансформаторов.

С целью повышения надежности отдельных потребителей, запитанных от вышеназванных ПС (ПАО «НПО «Стрела», ПАО «Завод «Тула», АО «Тулаточмаш», АО «Электромашиностроительный завод», ООО «Северо-Задонский конденсатный завод», АО «Особое конструкторское бюро «Октава», АО «Научно-производственное объединение «Сплав», АО «Тульский завод резиновых технических изделий», АО «Ресурс», АО «Новомосковская акционерная компания «Азот») целесообразно осуществить резервирование по сети 6–10 кВ от смежных ПС путем сооружения дополнительных связей, что сократит время перерыва электроснабжения части потребителей при полном погашении питающих ПС:

1) установку на ПС 110 кВ Гремячее силового трансформатора ТМ-4000/10-85 У1 и вводной ячейки КРУН-10 кВ с выключателем и линейным разъединителем для резервирования ПС 110 кВ Гремячее от ВЛ 10 кВ Савино-ТСН-3 ПС 110 кВ Гремячее с ПС 110 кВ Савино;

2) установку на ПС 110 кВ Технологическая силового трансформатора ТМ-4000/10-85 У1 и вводной ячейки КРУН-6 кВ с выключателем, линейным разъединителем и строительством КЛ 6 кВ протяженностью 6 км между ПС 110 кВ Богородицк и ПС 110 кВ Технологическая для резервирования потребителей запитанных от ПС 110 кВ Богородицк;

3) строительство резервной ЛЭП протяженностью около 6 км от РП Китаевка до ПС 110 кВ Мясново для резервирования с ПС 110 кВ Мясново электроснабжения АО «Особое конструкторское бюро «Октава».

Аварийное электроснабжение ответственных потребителей можно осуществлять через РУ 6-10 кВ подстанций филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» по специально выделенным фидерам иных абонентов или «путем заплетения выделенных фидеров», для чего

необходимо заключение трехсторонних соглашений, устанавливающих порядок действия сторон и их обязанности.

Наиболее универсальным мероприятием, позволяющим осуществить питание значимых потребителей при выходе из строя подстанций 110 кВ, является наличие в резерве у филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» мобильной трансформаторной подстанции 110/10/6 кВ с установленной мощностью трансформатора не менее 16 МВА.

3.7. Расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2024 года

Для определения уровней токов короткого замыкания, выявления требующего замены коммутационного оборудования, а также предложения мероприятий по ограничению токов короткого замыкания выполнены расчеты трехфазного и однофазного коротких замыканий.

Расчетная модель энергосистемы Тульской области на этапе 2020-2024 годов учитывает перспективное сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых подстанций, а также ввод и демонтаж генерирующих мощностей и рост потребления в энергосистеме.

Была проведена проверка отключающей способности выключателей сети на этапе 2020-2024 годов для базового и регионального прогнозов потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Тульской области.

В базовом и региональном прогнозах потребления электроэнергии и мощности на период 2019-2024 годов расчетные токи КЗ не превышают отключающую способность установленных выключателей во всех узлах сети (при существующих точках деления сети), за исключением следующих выключателей:

1) РУ 110 кВ ПС 220 кВ Северная. Рекомендуется замена двух выключателей на присоединениях к отходящим ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Бытхим на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА. Замена выключателей может осуществляться собственником оборудования (ООО «Аэрозоль Новомосковск»).

При этом расчеты токов КЗ для регионального прогноза выявили в РУ 220 кВ Алексинской ТЭЦ на присоединениях к трансформатору Т-33 уровни токов трехфазного и однофазного КЗ (13,1 кА и 11,3 кА соответственно) близкие к отключающей способности установленных выключателей (13,2 кА).

Наибольшие значения трехфазных и однофазных токов КЗ в энергосистеме Тульской области КЗ выявлены в 2024 году в рамках регионального прогноза и составляют:

1) в сети 220 кВ – 22,51 и 22,11 кА соответственно в РУ 220 кВ Черепетской ГРЭС;

2) в сети 110 кВ – 24,7 и 27,36 кА соответственно в РУ 110 кВ ПС 220 кВ Тула.

3.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2024 года

В рамках базового прогноза уровни напряжения на шинах ПС 110 кВ 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 2020-2024 не требуется.

Самый низкий уровень напряжения в сети 110-220 кВ в энергосистеме Тульской области наблюдается в режимах зимних максимальных нагрузок 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности обусловлен дефицитом активной и реактивной мощности в энергосистеме Тульской области и высокой загрузкой ЛЭП 220 кВ.

В рамках регионального прогноза для увеличения уровней напряжения в сети 110-220 кВ при вводе новых крупных потребителей в полном заявленном объёме рекомендуется установка дополнительных устройств СКРМ. Необходимость, место установки, объём и мощность дополнительных устройств СКРМ должны уточняться и определяться на этапе подключения новых крупных потребителей к сети.

3.9. 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 96% от общей протяженности ВЛ 220 кВ;

2) АТ 220/110 кВ со сроком службы более 25 лет составляют 88%;

3) ВЛ 110 кВ со сроком службы более 30 лет составляют около 86%;

4) трансформаторы филиала ПАО «МРСК Центра и Приволжья» со сроком службы более 25 лет составляют около 80%.

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 01.01.2019 по сетевым предприятиям Тульской области приведены в таблице 3.19.

Таблица 3.19. Сведения об износе объектов электросетевого хозяйства по состоянию на 01.01.2019 по сетевым предприятиям Тульской области, %

Группы основных средств	Наименование предприятия						
	Приок-ское ПМЭС	Филиал «Тул-энерго»	АО «ТГЭС»	ОАО «ЩГЭС»	ООО «Энерго-сеть»	ООО «Пром-Энерго-Сбыт»	АО «АЭСК»
Всего износ основных средств, %, в том числе	-	54,2	41,97	48,8	60	70	33,4
ВЛ 220 кВ	28	-	-	-	-	-	-
ЛЭП 110 кВ	-	55,1	-	-	76	-	-
ЛЭП 35 кВ	-	47,9	-	-	-	-	-
ЛЭП 6-10 кВ (ВЛ/КЛ)	-	66,2		52,4/50,6	57/60	73/70	35,8/29,2
ЛЭП 0,4 кВ (ВЛ/КЛ)	-	62,7		65,7/45,2	57/72	82/82	25,5/10,5
ПС 220 кВ	78	-	-	-	-	-	-
ПС 35-110 кВ	-	61,2-61,5	-	-	-	-	-
ТП-РП 6-10/0,4 кВ	-	68,7-66,0	49,61	41,9	49	83	39,6

Анализ величины бухгалтерского износа по состоянию на 01.01.2019 электросетевого оборудования энергосистемы Тульской области показал следующее:

1) протяженность ЛЭП 500 кВ, входящих в зону ответственности филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС на территории Тульской области, с величиной износа равной 100% составляет 60 км, ЛЭП 220 кВ - 210 км;

2) количество автотрансформаторов 220/110 кВ, входящие в зону ответственности филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС на территории Тульской области, с величиной износа равной 100% составляет 13 из 17, суммарной мощностью 2045 МВА.

3) протяженность ЛЭП 110 кВ, входящих в зону ответственности филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», с величиной износа более 50% составляет 2141 км, в том числе с величиной бухгалтерского износа равной 100% - 350 км;

4) количество трансформаторов 110 кВ, входящие в зону ответственности филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», с величиной износа равной 100% составляет 120 из 170 суммарной мощностью 2136 МВА.

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.

3.10. Мероприятия по усилению связи 110 кВ между Новомосковской ГРЭС и ПС 220 кВ Северная

В рамках базового прогноза потребления мощности и электроэнергии в энергосистеме Тульской области на период 2020-2024 годов токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено, уровни напряжения в сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений. В связи с этим разработка дополнительных мероприятий по усилению связи 110 кВ между Новомосковской ГРЭС и ПС 220 кВ Северная не требуется.

В рамках регионального прогноза потребления мощности и электроэнергии в Новомосковском энергорайоне энергосистемы Тульской области предполагается большой прирост нагрузки за счет ввода новых

крупных потребителей, который без разработки дополнительных электросетевых мероприятий не представляется возможным, поскольку приводит к токовым перегрузкам существующей сети.

В настоящее время между ПС 220 кВ Северная и Новомосковской ГРЭС существует ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная, которая нормально отключена.

Включение ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная в нормальной схеме сети в режимах зимних максимальных нагрузок 2024 года по региональному прогнозу с учетом ввода крупных потребителей в полном объеме приводит к токовой загрузке ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная до 149% от $I_{\text{ддтн}}$ и до 121% от $I_{\text{ддтн}}$ в режимах летних максимальных нагрузок, при этом токовые перегрузки МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая и МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая в нормальной схеме сети ликвидируются. Очевидно, что данное мероприятие не является полностью эффективным.

В качестве альтернативного варианта усиления сети 110 кВ рассмотрен вариант по созданию второй связи 110 кВ между ПС 220 кВ Северная и Новомосковской ГРЭС (ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная № 2) путем объединения ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Метаноловская и ВЛ 110 кВ Северная – Метаноловская (данные ВЛ в настоящее время работают на холостом ходу).

Сооружение ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная № 2 позволяет ликвидировать все описанные выше токовые перегрузки электросетевого оборудования в режимах зимних максимальных и летних максимальных нагрузок только в нормальной схеме сети, при нормативных возмущениях в нормальной схеме сети остаются токовые перегрузки ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная №1(№2) (149% от $I_{\text{ддтн}}$) и МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (107% от $I_{\text{ддтн}}$). Таким образом, сооружение второй связи ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная № 2 не позволяет ликвидировать токовые перегрузки с учетом ввода новых крупных потребителей.

В качестве оптимального варианта, позволяющего обеспечить подключение новых крупных потребителей в Новомосковском энергорайоне (индустриальный парк «Узловая») рекомендуется сооружение нового центра питания 220 кВ – ПС 220 кВ Новоиндустриальная мощностью 2х200 МВА и сооружение новых ВЛ 220 кВ Северная – Новоиндустриальная и ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Новоиндустриальная. Данное мероприятие позволяет ликвидировать перегрузки электросетевого оборудования при вводе нового крупного потребителя в Новомосковском энергорайоне.

Таким образом, мероприятия по усилению связи 110 кВ между Новомосковской ГРЭС и ПС 220 кВ Северная, включающие в себя перевод ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная в нормально включенное состояние и сооружение ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная № 2, с учётом предполагаемого прироста мощности нагрузки в Новомосковском энергоузле являются малоэффективными и требуют дополнительной проработки.

3.11. Анализ эффективности и перспективы эксплуатации ПС 110 кВ Трансмаш, ПС 110 кВ Кирпичная и ПС 110 кВ Олень

ПС 110 кВ Трансмаш

ПС 110 кВ Трансмаш находится в городе Белёв. В настоящее время на ПС 110 кВ Трансмаш установлены два трансформатора 110/10 кВ мощностью по 16 МВА каждый. ПС 110 кВ Трансмаш является абонентской.

В РУ 110 кВ ПС 110 кВ Трансмаш нет ни одного выключателя, основное коммутационное оборудование – разъединители (в цепях ВЛ и между секциями шин) и отделители (в цепях трансформаторов).

Анализ электроэнергетических режимов 2020-2024 годов перегрузок электросетевого оборудования ПС 110 кВ Трансмаш не выявил. Однако для осуществления надежного электроснабжения потребителей с учетом интенсивных условий эксплуатации (прежде всего из-за отсутствия выключателей), необходимо надлежащее содержание имеющегося оборудования ПС в технически исправном состоянии, которое требует существенных капитальных затрат и опыта эксплуатации.

В связи с этим для улучшения эффективности эксплуатации и возможности дальнейшего развития ПС 110 кВ Трансмаш в качестве одного из перспективных центров питания 110 кВ Белевского энергорайона, рекомендуется переход ПС 110 кВ Трансмаш из состава абонентских ПС (собственность АО «Трансмаш») в состав филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Данное мероприятие позволит осуществлять своевременную реновацию оборудования ПС и возможность присоединять новых потребителей Суворовского энергорайона.

ПС 110 кВ Кирпичная

ПС 110 кВ Кирпичная находится в городе Ломинцевский. В настоящее время на ПС 110 кВ Кирпичная установлен один трансформатор 110/10 кВ мощностью 16 МВА. ПС 110 кВ Кирпичная является абонентской.

Через РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кирпичная проходят ВЛ 110 кВ, соединяющие два основных центра питания 220 кВ Щекинского энергорайона – Щекинская ГРЭС и ПС 220 кВ Яснополянская. В РУ 110 кВ ПС 110 кВ Кирпичная в цепях ВЛ отсутствуют выключатели.

Анализ электроэнергетических режимов 2020-2024 годов перегрузок электросетевого оборудования ПС 110 кВ Кирпичная не выявил.

Основной прирост мощности потребления в период 2020-2024 годов предполагается именно в Щекинском энергорайоне. В связи с этим целесообразно дальнейшее развитие ПС 110 кВ Кирпичная в качестве одного из перспективных центров питания 110 кВ Щекинского энергорайона, соединяющего центры питания 220 кВ Щекинского энергорайона, и рекомендуется переход ПС 110 кВ Кирпичная из состава абонентских ПС в состав филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Данное мероприятие позволит повысить эффективность эксплуатации ПС 110 кВ Кирпичная и обеспечить электроснабжение имеющихся и перспективных новых потребителей Щекинского энергорайона.

ПС 110 кВ Олень

ПС 110 кВ Олень находится в городе Киреевск. В настоящее время на ПС 110 кВ Олень установлены два трансформатора 110/6 кВ мощностью 16 МВА каждый. ПС 110 кВ Олень является абонентской.

ПС 110 кВ Олень является тупиковой и питается по двум цепям от ПС 110 кВ Труново, через которую соединяются два центра питания 220 кВ Тульской энергосистемы – Щекинскую ГРЭС и ПС 220 кВ Бегичево. В РУ 110 кВ ПС 110 кВ Олень нет ни одного выключателя, основное коммутационное оборудование – разъединители (в цепях ВЛ и между секциями шин) и отделители (в цепях трансформаторов).

Анализ электроэнергетических режимов 2020-2024 годов перегрузок электросетевого оборудования ПС 110 кВ Олень не выявил.

Как было отмечено выше, основной прирост мощности потребления в период 2020-2024 годов предполагается в Щекинском энергорайоне. В связи с этим целесообразно дальнейшее развитие ПС 110 кВ Олень в качестве одного из перспективных центров питания 110 кВ Киреевского энергорайона и рекомендуется переход ПС 110 кВ Олень из состава абонентских ПС в состав филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья». Данное мероприятие позволит повысить эффективность эксплуатации ПС 110 кВ Олень, в том числе за счет реновации оборудования, и обеспечить электроснабжение имеющихся и перспективных новых потребителей Киреевского энергорайона, включая г. Киреевск.

3.12. 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 3.20) и региональному (таблица 3.21) 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», внесенного приказом Минстроя России от 06.10.2014 № 5697/пр в Федеральный реестр сметных нормативов. Стоимость на реализацию мероприятий определена в ценах I квартала 2019 года.

Таблица 3.20. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2019-2024 годы в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Цели, решаемые при реконструкции/строительстве	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн руб. (без НДС)***
1	2	3	4	5	6
Мероприятия, выполняемые в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы					
1. Строительство ПС 220 кВ Тепличная	2х80 МВА	2019	Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ТК «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	803,65
Строительство заходов на ПС 220 кВ Тепличная от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская	2х0,5 км	2019			
2. Строительство ПС 220 кВ Агрокомплекс**	250 МВА	2025	Технические условия от 18.09.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «Агрохолдинг «Суворовский»	ООО «Агрохолдинг «Суворовский»	919,74
Строительство ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС – Агрокомплекс для присоединения ПС 220 кВ Агрокомплекс**	1х2 км	2025			

1	2	3	4	5	6
3. Реконструкция ПС 220 кВ Северная с установкой АТ 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 580 МВА****	200 МВА	2019	Технические условия от 21.05.2013 на технологическое присоединение электроустановок АО «Корпорация развития Тульской области»	ПАО «ФСК ЕЭС»	380,20
Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей					
4. Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК с питающими ВЛ 110 кВ: 1 этап: строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК с установкой одного трансформатора 16 МВА, строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево. 2 этап: установка второго трансформатора 16 МВА, строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево*	2х16 МВА 2х0,23 км	2019	Технические условия от 30.06.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ГРАНД-ПАРК»	ООО «ГРАНД-ПАРК», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	311,67
5. Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с заменой силовых трансформаторов 4 и 10 МВА на 2х16 МВА и переводом питания на 110 кВ*	2х16 МВА	2019		ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	449,61
6. Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с заменой двух трансформаторов 2х2,5 МВА на два трансформатора 2х10 МВА и переводом питания на 110 кВ*	2х10 МВА	2019			304,53
7. Строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск на ПС 110 кВ Ненашево с образованием ВЛ 110 кВ Ясногорск – Ненашево и ВЛ 110 кВ Ленинская – Ненашево*	2х10,5 км	2019			376,68
8. Реконструкция ВЛ 35 кВ Хрипково – Ненашево с переводом на 110 кВ*	17 км	2019			

1	2	3	4	5	6
9. Реконструкция ВЛ 35 кВ Заокская – Хрипково с переводом на 110 кВ*	16 км	2019	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	524,07
10. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Заокская для подключения ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково*	-	2019			
11. Строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово*	59 км	2024			
12. Строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и с присоединением от двух ЛЭП 110 кВ ПС 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»*	2х100 МВА, 2х1 км	2024	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	468,43
13. Строительство ПС 110 кВ Карбамид и двух КЛ 110 кВ Яснополянская – Карбамид	2х60 МВА, 2х3 км	2021	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «Щекиноазот»	ОАО «Щекиноазот»	546,67
14. Строительство ПС 110 кВ КБП и двух отпайек от ВЛ 110 кВ Кировская – Металлургическая с отпайкой на ПС Криволучье и ВЛ 110 кВ Щегловская - Глушанки	50 МВА, 2х2,2 км	2019	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	411,68

1	2	3	4	5	6
15. Реконструкция ПС 110 кВ Яковлево с заменой Т-1 и Т-2 с 2х10 МВА на 2х16 МВА	2х16 МВА	2024	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	96,19
Мероприятия, рекомендуемые для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений					
16. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (1-й пусковой комплекс)	1х40 МВА	2021	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	203,67
17. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (2-й пусковой комплекс)	1х40 МВА	2021			210,63
18. Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	1х16 МВА	2022			3,30
19. Реконструкция ПС 110 кВ Пролетарская с заменой Т-1 и Т-2 с 2х25 МВА на 2х32 МВА	2х32 МВА	2024			175,46
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ					
20. Реконструкция ВЛ 110 кВ Обидимо - Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	3 км	2019	Реновация основных фондов	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	38,93
21. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	0,8 км	2025			1,87

1	2	3	4	5	6
22. 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 с заменой опор, провода, изоляторов	26,85 км	2025			299,0
23. 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			142,63
24. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор № 105-163А, протяженностью по трассе 8,7 км	8,7 км	2023			57,17
25. 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			255,26
26. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская, протяженностью по трассе 21 км	21,0 км	2023			182,89
27. 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 (2-я очередь), протяженностью по трассе 12 км	12,0 км	2024			119,57
28. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30,0 км	2024			231,0

* Сроки реализации мероприятий могут корректироваться с учётом результатов разработки проектной документации и динамики реального прироста нагрузки потребителей.

** Срок реализации выходит за рамки Схемы и программы развития электроэнергетики Тульской области на 2020-2024 годы, приведено для сведения.

*** Для объектов, стоимость которых принята на основании проекта СиПР ЕЭС России 2019-2025, указана полная стоимость строительства в прогнозных ценах.

**** Фактический ввод в работу АТ – 2019 г., постановка на баланс – 2020 г.

Таблица 3.21. Перечень перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2019-2024 годы в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Цели, решаемые при реконструкции/строительстве	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн руб. (без НДС)**
1	2	3	4	5	6
Мероприятия, выполняемые в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2019-2025 годы					
1. Строительство ПС 220 кВ Тепличная	2х80 МВА	2019	Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ТК «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	803,65
Строительство заходов на ПС 220 кВ Тепличная от ВЛ 220 кВ Шекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская	2х0,5 км	2019			

1	2	3	4	5	6
2. Строительство ПС 220 кВ Агрокомплекс	250 МВА	2021*	Технические условия от 18.09.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «Агрохолдинг «Суворовский»	ООО «Агрохолдинг «Суворовский»	919,74
Строительство ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС – Агрокомплекс для присоединения ПС 220 кВ Агрокомплекс	1x2 км	2021*			
3. Реконструкция ПС 220 кВ Северная с установкой АТ 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 580 МВА***	200 МВА	2019	Технические условия от 21.05.2013 на технологическое присоединение электроустановок АО «Корпорация развития Тульской области»	ПАО «ФСК ЕЭС»	380,20
Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей					
4. Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК с питающими ВЛ 110 кВ: 1 этап: строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК с установкой одного трансформатора 16 МВА, строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево. 2 этап: установка второго трансформатора 16 МВА, строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево*	2x16 МВА 2x0,23 км	2019	Технические условия от 30.06.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ГРАНД-ПАРК»	ООО «ГРАНД-ПАРК», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	311,67
5. Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с заменой силовых трансформаторов 4 и 10 МВА на 2x16 МВА и переводом питания на 110 кВ*	2x16 МВА	2019		ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	449,61

1	2	3	4	5	6
6. Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с заменой двух трансформаторов 2х2,5 МВА на два трансформатора 2х10 МВА и переводом питания на 110 кВ*	2х10 МВА	2019			304,53
7. Строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск на ПС 110 кВ Ненашево с образованием ВЛ 110 кВ Ясногорск – Ненашево и ВЛ 110 кВ Ленинская – Ненашево*	2х10,5 км	2019			
8. Реконструкция ВЛ 35 кВ Хрипково – Ненашево с переводом на 110 кВ*	17 км	2019			
9. Реконструкция ВЛ 35 кВ Заокская – Хрипково с переводом на 110 кВ*	16 км	2019			
10. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Заокская для подключения ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково*	-	2024			376,68
11. Строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово*	59 км	2024	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	524,07
12. Строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и с присоединением от двух ЛЭП 110 кВ ПС 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»*	2х100 МВА 2х1 км	2024			468,43

1	2	3	4	5	6
13. Строительство ПС 110 кВ Карбамид и КЛ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская – ПС 110 кВ Карбамид	2х60 МВА, 2х3 км	2021	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «Щекиноазот»	ОАО «Щекиноазот»	546,67
14. Строительство ПС 110 кВ КБП и двух отпаяк от ВЛ 110 кВ Кировская – Металлургическая с отпайкой на ПС Криволучье и ВЛ 110 кВ Щегловская - Глушанки	50 МВА, 2х2,2 км	2019	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	АО «Конструкторское бюро приборостроения им. Академика А.Г. Шипунова»	411,68
15. Строительство ПС 220 кВ Венёв и заходов к ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая	2х40 МВА 2х5 км	2020	Заявка ОАО «РЖД» от 25.01.2019 №1284и-ЖДЭ.	ОАО «РЖД»	932,96
16. Строительство ПС 110 кВ Ефремов-тяговая с заходами	2х40 МВА	2020	Предложение ОАО «РЖД»		388,90
17. Строительство ПС 110 кВ Волово-тяговая с заходами	2х40 МВА	2020	Предложение ОАО «РЖД»		388,90
18. Строительство ПС 110 кВ Узловая 2 и заходов от ВЛ 110 кВ Северная – Метаноловская и от ВЛ 110 кВ Узловая – Северная	2х40 МВА	2020	Предложение ОАО «РЖД»		388,90
19. Сооружение нового центра питания 110 кВ в г. Тула (подключение микрорайона жилищной застройки «Красные Ворота»)*	2х16 МВА	2020	Технологическое присоединение новых потребителей	Сторона в соответствии с условиями договора на ТП	374,21

1	2	3	4	5	6
20. Реконструкция ПС 110 кВ Яковлево с заменой Т-1 и Т-2 с 2х10 МВА на 2х16 МВА	2х16 МВА	2024	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	96,19
Мероприятия, рекомендуемые для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений					
21. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (1-й пусковой комплекс)	1х40 МВА	2021	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	203,67
22. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (2-й пусковой комплекс)	1х40 МВА	2021			210,63
23. Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	1х16 МВА	2022			3,30
24. Реконструкция ПС 110 кВ Пролетарская с заменой Т-1 и Т-2 с 2х25 МВА на 2х32 МВА	2х32 МВА	2024			175,46
25. Реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Химическая (установка дополнительных двух ячеек выключателей 220 кВ)	-	2023		ПАО «ФСК ЕЭС»	264,78
26. Замена ВЧЗ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Северная	-	2023			1,45
27. Сооружение нового центра питания 220 кВ в Новомосковском энергорайоне (ПС 220 кВ Новоиндустриальная)	2х200 МВА	2022		Заявитель	1042,14

1	2	3	4	5	6
28. Сооружение ВЛ 220 кВ Северная – Новоиндустриальная (провод АС-400)	6 км	2022		ПАО «ФСК ЕЭС»	71,8
29. Сооружение ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Новоиндустриальная (провод АС-500)	10 км	2022			126,53
30. Реконструкция ПС 220 кВ Звезда с заменой силового трансформатора 125 МВА на 2х250 МВА и установкой СКРМ	2х250 МВА 70 Мвар	2020			1176,33
31. Сооружение ВЛ 220 кВ Елецкая – Звезда (провод АС-400)	60 км	2020			714,35
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ					
32. Реконструкция ВЛ 110 кВ Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	3 км	2019	Реновация основных фондов	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	38,93
33. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	0,8 км	2025			1,87
34. 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 с заменой опор, провода, изоляторов	26,85 км	2025			299,0
35. 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			142,63
36. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор № 105-163А, протяженностью по трассе 8,7 км	8,7 км	2023			57,17

1	2	3	4	5	6
37. 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			255,26
38. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская, протяженностью по трассе 21 км	21,0 км	2023			182,89
39. 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 (2-я очередь), протяженностью по трассе 12 км	12,0 км	2024			119,57
40. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30,0 км	2024			231,0

* Сроки реализации мероприятий могут корректироваться с учётом результатов разработки проектной документации и динамики реального прироста нагрузки потребителей.

** Для объектов, стоимость которых принята на основании проекта СиПР ЕЭС России 2019-2025, указана полная стоимость строительства в прогнозных ценах.

*** Фактический ввод в работу АТ – 2019 г., постановка на баланс – 2020 г.

**** При наличии возможности выполнить подключение новых потребителей от ПС 110 кВ Медвенка

3.13. Плановые значения показателя надежности услуг по передаче электрической энергии, оказываемых территориальными сетевыми организациями, действующими на территории Тульской области

В Тульской области плановые значения показателя уровня надежности услуг по передаче электрической энергии, оказываемых территориальными сетевыми организациями региона, установлены постановлением комитета Тульской области по тарифам от 27.10.2016 № 39/4.

В отношении филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» 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.

3.14. Развитие источников генерации Тульской области на 2020–2024 годы

На период с 2019 года по 2024 год планируются следующие изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, учтённые при определении сценария развития энергосистемы Тульской области, соответствующего базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности:

демонтаж в 2021 году блока ст. № 4 мощностью 14 МВт на Новомосковской ГРЭС;

демонтаж в 2021 году блока ст. № 7 мощностью 32 МВт на Новомосковской ГРЭС;

демонтаж в 2020 году блока ст. № 4 мощностью 25 МВт на Ефремовской ТЭЦ;

демонтаж в 2021 году блока ст. № 2 мощностью 12 МВт на Алексинской ТЭЦ;

демонтаж в 2019 году блока ст. № 3 мощностью 50 МВт на Алексинской ТЭЦ;

ввод в работу в 2019 году парогазовой установки на Алексинской ТЭЦ мощностью 113,5 МВт.

На период с 2019 года по 2024 год планируются следующие изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, учтённые при определении сценария развития энергосистемы Тульской области, соответствующего региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности:

демонтаж в 2020 году блока ст. № 4 мощностью 14 МВт на Новомосковской ГРЭС;

демонтаж в 2020 году блока ст. № 7 мощностью 32 МВт на Новомосковской ГРЭС;

демонтаж в 2020 году блока ст. № 2 мощностью 12 МВт на Алексинской ТЭЦ;

перемаркировка в 2019 году блока ст. № 3 Т-50-90 в Т-29-90 на Алексинской ТЭЦ;

демонтаж в 2021 году блока ст. № 3 мощностью 29 МВт на Алексинской ТЭЦ;

демонтаж в 2024 году блока 1 мощностью 200 МВт на Щекинской ГРЭС;

ввод в работу в 2019 году парогазовой установки на Алексинской ТЭЦ мощностью 113,5 МВт;

ввод в работу в 2024 году парогазовой установки на Щекинской ГРЭС мощностью 230 МВт;

Перечень существующих и планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2024 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности приведён в приложении № 1.

3.14.1. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2024 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Оценка балансовой ситуации, а также расчеты электрических режимов в энергосистеме Тульской области на период 2020-2024 годов показали, что изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, соответствующие базовому прогнозу развития энергосистемы Тульской области в части вывода из эксплуатации генерирующих объектов не приводят к выходу параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

По результатам расчетов рекомендуется обеспечение работы генерирующего оборудования на Ефремовской ТЭЦ в объеме не менее 60 МВт (ТГ-6).

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 объёме не менее двух блоков (400 МВт) в зимний период и не менее одного блока (200 МВт) в летний период.

3.14.2. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Оценка балансовой ситуации, а также расчеты электрических режимов в энергосистеме Тульской области на период 2020-2024 годов показали, что изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, соответствующие региональному прогнозу развития энергосистемы Тульской области в части вывода из эксплуатации генерирующих объектов не приводят к выходу параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

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 объёме не менее двух блоков (400 МВт) в зимний период и не менее одного блока (200 МВт) в летний период.

По результатам расчетов рекомендуется обеспечение работы генерирующего оборудования на Ефремовской ТЭЦ в объеме не менее 60 МВт (ТГ-6).

В качестве альтернативного мероприятия сетевому строительству можно также рекомендовать сооружение новых источников генерации в Ефремовском районе.

3.14.3. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2024 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

По информации филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» с 01.07.2020 планируется ввод в эксплуатацию:

пароводогрейной котельной на Новомосковской ГРЭС установленной тепловой мощностью 180 Гкал/ч (четырёх водогрейных котлов Eurotherm 35/150 и парового котла ДЕ-25-14/200);

пароводогрейной котельной Алексинской ТЭЦ установленной тепловой мощностью 170 Гкал/ч (трех водогрейных котлов Eurotherm 35/115 и двух паровых котлов WULFF WRK-D-2T-50000).

По информации филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» с 01.01.2021 планируется вывод из эксплуатации:

старых частей Новомосковской ГРЭС (турбоагрегатов ст. № 4, 7 и паровых котлов ст. № 13, 14, 15 – мощностью 46 МВт и 205 Гкал/ч соответственно);

старых частей Алексинской ТЭЦ (турбоагрегатов ст. № 2, 3 и паровых котлов ст. № 3, 4, 6 – мощностью 41 МВт и 150 Гкал/ч соответственно).

Вывод из эксплуатации генерирующего оборудования старых частей Новомосковской ГРЭС и Алексинской ТЭЦ не приведет к снижению надежности или ограничению подачи тепла потребителям. Работа новых котельных полностью обеспечит покрытие тепловых нагрузок при аварийных остановах ПГУ.

В Тульской области ПАО «Квадра» реализует программы по замещению старых генерирующих мощностей на новые высокотехнологичные парогазотурбинные установки на Новомосковской ГРЭС (ПГУ-190 эксплуатируется с 2013 года) и Алексинской ТЭЦ (ПГУ-115 введена с 01.02.2019). На Ефремовской ТЭЦ ПАО «Квадра» планирует проведение мероприятий по повышению эффективности и экономичности существующего оборудования.

С 2019 года ООО «Щекинская ГРЭС» прекращает отпуск теплоэнергии потребителям г. Советска, так как планируется ввод котельной мощностью 40 МВт (35 Гкал/ч) ООО «ТК-СОВЕТСК». Вывод из эксплуатации источников тепловой энергии и тепловых сетей согласован с администрацией муниципального образования город Советск Щекинского района.

3.14.4. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Угроза возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности соответствует таковой по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности.

3.14.5. 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 варианте развития электроэнергетики энергосистемы Тульской области.

Анализ результатов расчёта электроэнергетических режимов в базовом и региональном прогнозах потребления мощности в энергосистеме Тульской области показал, что с целью 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 объёме не менее двух блоков (400 МВт) в зимний период и не менее одного блока (200 МВт) в летний период.

3.15. 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 связи со снижением цен на оптовом рынке электрической энергии и мощности, при росте цен на газ работа ряда электростанций филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», находящихся в Тульской области, становится экономически нерентабельной.

Одним из этапов решения проблемы является развитие генерирующих мощностей, для чего в ПАО «Квадра» осуществило ввод в эксплуатацию с 01.02.2019 парогазовой установки на Алексинской ТЭЦ мощностью 113,5 МВт.

Реализовано строительство на Алексинской ТЭЦ ПГУ с двумя газотурбинными установками SGT-800 фирмы Siemens, паровой турбогенераторной установкой SST PAC 600 фирмы Siemens, двумя котлами-утилизаторами ПК-83 ОАО «Подольский машиностроительный завод», тремя дожимными компрессорными станциями и блоком очистки газа фирмы Eltacon. Строительство ПГУ с установкой теплофикационного парогазового блока увеличивает выработку электроэнергии по теплофикационному циклу на основе внедрения высокоэффективной парогазовой технологии, повышения конкурентоспособности продукции ТЭЦ в условиях рыночной экономики.

3.16. Прогноз потребления тепловой энергии на 2020–2024 годы с выделением крупных потребителей

Прогноз потребления тепловой энергии по Тульской области на период до 2024 года приведен в таблице 3.22.

Таблица 3.22. Прогноз производства, потребления тепловой энергии по Тульской энергосистеме на 2020–2024 годы

Наименование источника тепловой энергии	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6
1. Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»:					
1.1. Выработка ТЭ всего, в т.ч.:	2162,4	2196,3	2216,4	2216,4	2216,4
Ефремовская ТЭЦ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Алексинская ТЭЦ	1006,1	1049,5	1049,5	1049,5	1049,5
Новомосковская ГРЭС	418,9	295,0	315,1	315,1	315,1
Котельные производственные	221,7	478,0	478,0	478,0	478,0
1.2. Потребление ТЭ на собственные нужды	14,0	13,9	13,9	13,9	13,9
1.3. Отпуск ТЭ «Промышленное производство»	1061,6	1105,5	1125,6	1125,6	1125,6
1.4. Отпуск ТЭ «ЖКХ»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.5. Отпуск ТЭ «Бюджетные потребители»	8,3	8,2	8,2	8,2	8,2
1.6. Отпуск ТЭ «Прочие виды экономической деятельности»	2,7	3,5	3,5	3,5	3,5
1.7. Потери ТЭ	116,0	111,2	111,2	111,2	111,2
1.8. Отпуск ТЭ «Перепродавцы энергии»	959,9	954,0	954,0	954,0	954,0
2. ООО «Щекинская ГРЭС» выработка, всего, в т.ч.:	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Потребление ТЭ на собственные нужды	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
3. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» выработка, всего, в т.ч.:	133,8	133,8	133,8	133,8	133,8
Отпуск ОАО «Энергия – 1»	112,9	112,9	112,9	112,9	112,9
Отпуск «Промышленные потребители, в т.ч. собственное потребление»	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9
4. ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет» выработка всего, в т.ч.:	933,7	933,7	933,7	933,7	933,7
Цеха ПАО «Тулачермет» (потребление)	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2
Отпуск АО «Тулатеплосеть» (население)	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	237,5	237,5	237,5	237,5	237,5
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка, всего, в т.ч.:	870,6	870,6	870,6	870,6	870,6
Производственные нужды ПАО «Косогорский металлургический завод» (потребление)	678,5	678,5	678,5	678,5	678,5
Отпуск «Население»	137,5	137,5	137,5	137,5	137,5

1	2	3	4	5	6
Отпуск «Прочие потребители, потери»	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6
6. ТЭЦ ОАО «Щекиноазот» выработка ТЭ, всего, в т.ч.:	1613,8	1613,8	1613,8	1613,8	1613,8
Производственные нужды ОАО «Щекиноазот» (потребление)	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0
Отпуск «Население»	165,7	165,7	165,7	165,7	165,7
Отпуск «Прочие потребители, потери»	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
7. Котельные	7097,1	7203,6	7311,6	7421,3	7532,6
Всего объем производства тепловой энергии по Тульскому региону	12813,2	12953,5	13081,7	13191,3	13302,7

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Тульской области и прогноз их теплоснабжения представлен в таблице 3.23.

Таблица 3.23. Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями в Тульской области на 2020–2024 годы

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2020	2021	2022	2023	2024
1	2	3	4	5	6
АО «НАК «Азот»	1805,0	1795,0	1805,0	1800,0	1809,0
ОАО «Щекиноазот»	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0	1414,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	678,5	678,5	678,5	678,5	678,5
ООО «Каргилл»	500,0	545,0	545,0	580,0	580,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	44,0	44,0	44,0	44,0	44,0
ПАО «Тулачермет»	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2
АО «Тульский патронный завод»	219,0	219,0	219,0	219,0	219,0
АО АК «Туламанзавод»	58,0	59,0	60,0	60,0	60,0
АО «Тяжпромарматура»	39,5	39,5	40,0	40,0	40,5
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	55,2	60,2	64,7	64,7	64,7
АО «Полема»	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5

3.17. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2020–2024 годы

Основным видом топлива, потребляемым объектами по выработке электрической и тепловой энергии, является природный газ. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Тульской области в топливе на 2020–2024 годы указана в таблице 3.24.

Таблица 3.24. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе, (тут)

Наименование	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	2	3	4	5	6
1. Природный газ, всего, в том числе:	1887208	1745826	1745826	1745826	1745826
ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	275000	275000	275000	275000	275000
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	72653	72653	72653	72653	72653
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	451332	451332	451332	451332	451332
Блок-станция Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	4688	4688	4688	4688	4688
ООО «Щекинская ГРЭС»	261635	154553	154553	154553	154553
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	821900	787600	787600	787600	787600
2. Доменный газ всего, в том числе:	475392	475392	475392	475392	475392
ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	385000	385000	385000	385000	385000
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	90392	90392	90392	90392	90392
3. Уголь всего, в том числе:	594287	575932	562318	548440	548440
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	594287	575932	562318	548440	548440
4. Мазут всего, в том числе:	24819	24057	23447	22890	22890
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	24785	24023	23413	22856	22856
ООО «Щекинская ГРЭС»	34	34	34	34	34
4. Сбросный газ, в том числе:	27463	27463	27463	27463	27463
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	27463	27463	27463	27463	27463

3.18. Определение территорий перспективного развития когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ в Тульской области

Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Тульской области показал, что большая часть сетей теплоснабжения и котельных имеют высокий уровень износа. Котельные находятся в неудовлетворительном техническом состоянии и требуют значительного отвлечения средств для их реконструкции. Устаревшее

котельное оборудование необходимо заменить современным оборудованием с автоматикой, большим коэффициентом полезного действия, что даст значительную экономию средств на его эксплуатацию.

Для решения указанных проблем рассматривается применение современных высокоэффективных технологий тепло- и электроснабжения.

Перспективы перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационный цикл рассмотрены по результатам анализа схемы теплоснабжения города Тулы.

В качестве объектов реконструкции с переводом на когенерационный цикл предложены Фрунзенская и Зареченская районные котельные города Тулы (ФРК, ЗРК), которые являются наиболее мощными котельными в системе муниципального теплоснабжения: производительность Зареченской районной котельной составляет 233 МВт/ч (200 Гкал/ч), Фрунзенской - 175 МВт/ч (150 Гкал/ч).

Данные о фактической выработке тепловой энергии Фрунзенской и Зареченской районными котельными за 2018 год представлены в таблице 3.25.

Таблица 3.25. Выработка тепловой энергии Фрунзенской и Зареченской районными котельными в 2018 год, Гкал

Котельная	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
ФРК	45681	44066	47206	31069	4663	8223	8237	8394	9423	23977	28607	32419
ЗРК	60381	56704	60788	40152	12571	6743	8175	11156	12081	33395	39227	44805

Прогноз спроса на тепловую энергию Фрунзенской и Зареченской районных котельных на перспективу до 2024 года представлены в таблице 3.26.

Таблица 3.26. Прогноз спроса на тепловую энергию Фрунзенской и Зареченской районных котельных на 2019-2024 годы, Гкал

Год	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Котельная						
ФРК	285009	285009	285009	285009	285009	285009
ЗРК	382257	382257	382257	382257	382257	382257

Когенерация представляет собой процесс совместной выработки электрической и тепловой энергии; теплофикация – централизованное теплоснабжение на базе комбинированного производства электроэнергии и

тепла на теплоэлектростанциях. Отличием когенерации от теплофикации является утилизация тепла после получения электроэнергии. Когенерация широко используется в энергетике, например, на ТЭЦ с установленными газотурбинными установками, где рабочее тепло (продукты сгорания) после использования в выработке электроэнергии применяется для нужд теплоснабжения, тем самым значительно повышается КПД (до 90% и выше).

На основании анализа планируемой выработки тепла Фрунзенской и Зареченской районными котельными возможно оценить электрическую мощность и выработку электрической энергии при переводе указанных котельных на когенерационный цикл. Сведения о максимальном объеме генерирующей мощности и вырабатываемой электроэнергии при заданной прогнозной тепловой нагрузке ФРК и ЗРК приведены в таблицах 3.27, 3.28.

Таблица 3.27. Эффективная средняя месячная выработка мощности Фрунзенской и Зареченской районными котельными, МВт

Котельная	Год	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
ФРК	2019	14,9	14,4	15,4	10,2	1,5	2,7	2,7	2,7	3,1	7,8	9,3	10,6
	2020	14,9	14,4	15,4	10,2	1,5	2,7	2,7	2,7	3,1	7,8	9,3	10,6
	2021	14,9	14,4	15,4	10,2	1,5	2,7	2,7	2,7	3,1	7,8	9,3	10,6
	2022	14,9	14,4	15,4	10,2	1,5	2,7	2,7	2,7	3,1	7,8	9,3	10,6
	2023	14,9	14,4	15,4	10,2	1,5	2,7	2,7	2,7	3,1	7,8	9,3	10,6
	2024	14,9	14,4	15,4	10,2	1,5	2,7	2,7	2,7	3,1	7,8	9,3	10,6
ЗРК	2019	20,0	18,8	20,1	13,3	4,2	2,2	2,7	3,7	4,0	11,1	13,0	14,8
	2020	20,0	18,8	20,1	13,3	4,2	2,2	2,7	3,7	4,0	11,1	13,0	14,8
	2021	20,0	18,8	20,1	13,3	4,2	2,2	2,7	3,7	4,0	11,1	13,0	14,8
	2022	20,0	18,8	20,1	13,3	4,2	2,2	2,7	3,7	4,0	11,1	13,0	14,8
	2023	20,0	18,8	20,1	13,3	4,2	2,2	2,7	3,7	4,0	11,1	13,0	14,8
	2024	20,0	18,8	20,1	13,3	4,2	2,2	2,7	3,7	4,0	11,1	13,0	14,8

Таблица 3.28. Эффективная средняя месячная выработка электроэнергии Фрунзенской и Зареченской районными котельными, тыс. кВт·ч

Котельная	Год	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
ФРК	2019	11121	10728	11493	7564	1135	2002	2005	2044	2294	5837	6965	7893
	2020	11121	10728	11493	7564	1135	2002	2005	2044	2294	5837	6965	7893
	2021	11121	10728	11493	7564	1135	2002	2005	2044	2294	5837	6965	7893
	2022	11121	10728	11493	7564	1135	2002	2005	2044	2294	5837	6965	7893
	2023	11121	10728	11493	7564	1135	2002	2005	2044	2294	5837	6965	7893
	2024	11121	10728	11493	7564	1135	2002	2005	2044	2294	5837	6965	7893

ЗРК	2019	14906	13998	15007	9912	3103	1665	2018	2754	2982	8244	9684	11061
	2020	14906	13998	15007	9912	3103	1665	2018	2754	2982	8244	9684	11061
	2021	14906	13998	15007	9912	3103	1665	2018	2754	2982	8244	9684	11061
	2022	14906	13998	15007	9912	3103	1665	2018	2754	2982	8244	9684	11061
	2023	14906	13998	15007	9912	3103	1665	2018	2754	2982	8244	9684	11061
	2024	14906	13998	15007	9912	3103	1665	2018	2754	2982	8244	9684	11061

Предполагаемая годовая выработка электрической энергии и мощности ФРК и ЗРК на 2019-2024 годы представлена в таблице 3.29.

Таблица 3.29. Планируемая выработка электроэнергии и мощности Фрунзенской и Зареченской районных котельных на 2019-2024 годы

Котельная	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ФРК	МВт	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
	тыс. кВт·ч/год	71081	71081	71081	71081	71081	71081
ЗРК	МВт	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1	20,1
	тыс. кВт·ч/год	95335	95335	95335	95335	95335	95335

Результаты расчетов показали, что перевод Фрунзенской и Зареченской районных котельных на когенерационный цикл позволяет обеспечить суммарную выработку энергии 166416 тыс. кВт·ч в год при мощности от 4,9 МВт до 35,4 МВт.

Энергетические установки, предлагаемые на Фрунзенской и Зареченской котельных, могут осуществлять электроснабжение промышленных потребителей в изолированной от энергосистемы схеме или работать параллельно с энергосистемой, выдавая мощность через существующие электрические сети. Схемы выдачи мощности когенерационных установок должны определяться при конкретном проектировании.

3.19. 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

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 ВЭС и СЭС 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;

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/м² (прямой и рассеянной) на горизонтальную поверхность при безоблачном небе приведено в таблице 3.30. При анализе геопотенциала взято значение широты 52 град. с.ш. (территория Тульской области расположена между 53 град. с.ш. и 54 град. с.ш.);

Таблица 3.30. Значение суммарной солнечной радиации, кВт·ч/м²

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

Факторами, затрудняющими применение ветроэнергетики в энергосистеме Тульской области, являются:

1) недостаточный ветропотенциал – среднегодовая скорость ветра составляет 2,3 м/с или 8,3 км/ч. 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 для муниципального образования город Тула, м/с

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Скорость ветра (м/с)	2,5	2,5	2,5	2,5	2,2	2,1	1,9	1,8	2	2,4	2,5	2,6	2,3

Проектом схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы ввод генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в энергосистеме Тульской области не предполагается.

4. 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 переходе компании на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа массивов данных. Задачи цифровой трансформации в электросетевом комплексе:

- 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, в том числе с обработкой больших данных;
- 7) диверсификация бизнеса компании за счет дополнительных сервисов (устойчивость функционирования компании).

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:

- 1) сокращение темпов роста тарифов для конечного потребителя;
- 2) нарастающий износ сетевой инфраструктуры;
- 3) наличие избыточного сетевого строительства.

Мероприятия по цифровизации на территории Тульской области предполагают, прежде всего, развитие электросетевого комплекса филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», 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.

Создание цифровой подстанции 110 кВ Заокская

Создание цифровой подстанции 110 кВ Заокская выполняется в рамках модернизации подстанции ПС 110 кВ Заокская, расположенной в Заокском районе Тульской области, в части реконструкции существующей автоматизированной системы управления технологическими процессами (телемеханика, РЗА, учет электроэнергии, оборудование с применением национального стандарта Российской Федерации серии МЭК 61850), направленные на внедрение элементов цифровых электрических сетей, поддерживающих цифровой обмен данными, что является первым этапом на пути к активно-адаптивной сети.

ПС 110 кВ Заокская находится в эксплуатации с 1986 г., состоит из ОРУ 110 кВ (схема 110-4Н), ОРУ 35 кВ (схема 35-4Н), КРУН 10 кВ. Питание ПС 110 кВ Заокская осуществляется по двум ВЛ 110 кВ со стороны Калужской энергосистемы (ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево, ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево) и имеет стратегически важное значение для обеспечения электрической энергией потребителей Заокского района, являясь основным центром питания. Данная подстанция является закрытым центром питания, что не позволяет осуществить технологическое присоединение к сетям ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в Заокском районе. ПС 110 кВ Заокская находится в зоне активной застройки. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская позволит увеличить надёжность и устойчивость энергоснабжения существующих потребителей и создаст возможность для технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей.

Цифровизация сетей энергосистемы Тульской области

В рамках развития цифровизации сетей энергосистемы Тульской области в качестве пилотного проекта выбран Ясногорский РЭС, предполагающий следующие мероприятия и сроки реализации:

1) 2019 год: корректировка существующей проектной и рабочей документации в связи с объединением Заокского и Ясногорского РЭС на дополнительные объёмы Ясногорского РЭС, включающие в себя реконструкцию 12 РП (РТП), монтаж 17 реклоузеров и 26 управляемых разъединителей в комплекте с ИКЗ, строительство и реконструкцию закольцовок в объёме 8,9 км. Выполнение строительно-монтажных работ включает в себя установку 13 реклоузеров, 61 разъединителя в комплекте с ИКЗ, 14 ИКЗ, реконструкцию двух РП и 11 РТП, монтаж 5317 точек коммерческого учета и 1042 приборов технического учета электроэнергии;

2) 2020 год: реконструкция шести РП, монтаж 44 реклоузеров, 26 управляемых разъединителей в комплекте с ИКЗ, строительство и реконструкция ВЛ 6(10) кВ протяженностью 22,795 км;

3) 2021 год: реконструкция 12 РП, строительство и реконструкция ВЛ 6(10) кВ протяженностью 8,9 км.

В период до 2024 года в Тульской области предполагается реализовать начальный этап перехода к цифровым интеллектуальным сетям, в рамках которого планируется оснастить значительное количество абонентов интеллектуальными приборами учета.

До 2024 года в филиале «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» предполагается сформировать четыре цифровых РЭС, а также пять цифровых ПС 35-110 кВ. Условная карта цифровизации филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Карта цифровизации ПАО «МРСК Центра и Приволжья» - филиал «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. Организация цифровой радиосвязи филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (1, 4*)	2019	2019	55,668	9,278	55,668
2. Создание единого ЦУС (1, 2, 5, 6)	2019-2020	2020	351,555	39,062	351,555
3. Цифровизация Ясногорского РЭС (1, 2, 3, 4)	2018-2021	2021	626,908	69,656	
4. Цифровизация Воловского РЭС (1, 2, 3, 4)	2018-2021		130,686	21,781	
5. Цифровизация Суворовского РЭС (1, 2, 3, 4)	2019-2021		137,699	22,950	
6. Создание цифровой подстанции 110 кВ Заокская (1, 2, 3, 4)	2018-2021		414,263	59,180	
7. Создание цифровой подстанции 110 кВ Угольная (1, 2, 3, 4)	2020-2021	2022	178,409	32,186	1487,965
8. Создание цифровой подстанции 35 кВ Львово (1, 2, 3, 4)	2022		31,200	5,273	117,000
9. Создание цифровой подстанции 110 кВ Ефремов (1, 2, 3, 4)	2022		85,800	15,802	
10. Создание цифровой подстанции 35 кВ Гранки (1, 2, 3, 4)	2022	2023	59,400	21,866	59,400
11. Цифровизация Веневского РЭС (1, 2, 3, 4)	2018-2024	2024	294,727	14,878	881,001
12. Создание цифровой подстанции 110 кВ Щегловская (1, 2, 3, 4)	2018-2022		586,274	44,786	
13. Цифровизация Алексинского РЭС (1, 2, 3, 4)	2023-2025	2025	179,915	12,680	
14. Создание цифровой подстанции 35 кВ Ненашево (1, 2, 3, 4)	2017-2025		449,61	221,256	
15. Создание цифровой ПС 35 кВ Хрипково (1, 2, 3, 4)	2022-2025		304,53	131,700	
16. Цифровизация Чернского РЭС (1, 2, 3, 4)	2026-2026	2026	457,541	28,995	1045,837

1	2	3	4	5	6
17. Цифровизация Ленинского РЭС (1, 2, 3, 4)	2025-2026		502,851	31,866	
18. Создание цифровой подстанции 110 кВ Венев (1, 2, 3, 4)	2025-2026		85,445	35,176	
19. Цифровизация Ефремовского РЭС (1, 2, 3, 4)	2026-2027	2027	336,590	21,340	1150,227
20. Цифровизация Новомосковского РЭС (1, 2, 3, 4)	2026-2027		406,197	25,741	
21. Создание цифровой подстанции 110 кВ Пролетарская (1, 2, 3, 4)	2026-2027		407,440	162,976	
22. Цифровизация Богородицкого РЭС (1, 2, 3, 4)	2027-2028	2028	339,515	21,516	
23. Цифровизация Киреевского РЭС (1, 2, 3, 4)	2026-2027		353,197	22,383	
24. Создание цифровой подстанции 110 кВ Сокольники (1, 2, 3, 4)	2027-2028	2029	270,000	108,000	962,712
25. Цифровизация Щекинского РЭС (1, 2, 3, 4)	2028-2029		205,108	12,998	
26. Цифровизация Белевского РЭС (1, 2, 3, 4)	2028		312,152	19,782	
27. Создание цифровой подстанции 110 кВ Рудаково (1,2,3,4)	2028-2029	2030	467,000	186,800	984,260
28. Цифровизация Кимовского РЭС (1, 2, 3, 4)	2029-2030		256,094	16,229	731,094
29. Создание цифровой подстанции 110 кВ Подземгаз (1, 2, 3, 4)	2029-2030		475,000	190,000	

*Направления цифровизации в соответствии с концепцией «Цифровая трансформация 2030» 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;
- 7) диверсификация бизнеса компании за счет дополнительных сервисов (устойчивость функционирования компании).

5. Схема развития электроэнергетики Тульской области

Схема развития электроэнергетики Тульской области включает в себя:

- 1) 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);
- 2) 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);
- 3) нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2019 и на период до 2024 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 8);
- 4) нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2019 и на период до 2024 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 9).

6. Список сокращений, используемых в тексте

АО «СО ЕЭС»	Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АТ	Автотрансформатор
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АСДУ	Автоматизированная система диспетчерского управления
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии
АОПО	Автоматика ограничения перегруза оборудования
В	Выключатель
ВДТ	Вольтодобавочный трансформатор
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВЧЗ	Высокочастотный заградитель
Вт	Ватт
Гкал/ч	Гигакалория в час
ГРЭС	Государственная районная электрическая 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
$I_{\text{ддтн}}$	Ток длительно допустимой токовой нагрузки
ИКЗ	Индикатор короткого замыкания
КВЛ	Кабельно-воздушная линия электропередачи
кВт·ч	Киловатт-час
КЗ	Короткозамыкатель
КИУМ	Коэффициент использования установленной мощности
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КОМ	Конкурентный отбор мощности
КРУН	Комплектное распределительное устройство наружной установки
КТП	Комплектная трансформаторная подстанция
КЭС	Конденсационная электростанция
ЛЭП	Линия электропередачи
МВ	Масляный выключатель
МВА	Мегавольт-ампер (тысяча киловольт-ампер)
МВР	Генерирующий объект, мощность которого поставляется в вынужденном режиме
МВт	Мегаватт
МВт/ч	Мегаватт в час
МРСК	Межрегиональная распределительная сетевая компания
МЭК	Международная энергетическая комиссия
ОД	Отделитель
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
ПО «ЕЭС»	Производственное отделение «Ефремовские электрические сети» филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
ПО «НЭС»	Производственное отделение «Новомосковские электрические сети» филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
ПС	Электрическая подстанция
ПТУ	Паротурбинная установка
РАС	Система регистрации аварийных событий

РДУ	Региональное диспетчерское управление
РДП	Районный диспетчерский пункт
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
СВМ	Схема выдачи мощности
СМР	Строительно-монтажные работы
СКРМ	Средство компенсации реактивной мощности
ССПИ	Система сбора и передачи информации
СТО	Стандарт организации
СШ	Система шин
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 – паровоздуховная станция
ШР	Шунтирующий реактор
ЦП	Центр питания
ЦУС	Центр управления сетями
ЭВ	Элегазовый выключатель

существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2024 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электрической энергии и мощности энергосистеме Тульской области

[illegible]

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"		1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5(ПГУ)Т
Итого по станции		2		125,5	2		125,5	1		113,5	1		113,5	1		113,5	1	
Ефремовская ТЭЦ, Тульская область, г. Ефремов, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	2	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
		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
		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
		4		160	3		135	3		135	3		135	3		135	3	
Новомосковская ГРЭС, Тульская область, г. Новомосковск, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	Р-14- 90/31	14	1	Р-14-90/31	14											
		1	Р-32- 90/13	32	1	Р-32-90/13	32											
		1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171 E
		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	1	SST PAC 600
Итого по станции		4		233,65	4		233,65	2		187,65	2		187,65	2		187,65	2	
Всего по филиалу ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"		10		519,15	9		494,15	6		436,15	6		436,15	6		436,15	6	
ТЭЦ-ПВС ПАО "Тулачермет", Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М
		1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6- 35/10
		1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5-90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31
		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
Итого по станции		4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4	
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
		1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м
Итого по станции		2		24	2		24	2		24	2		24	2		24	2	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
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	Т-29- 90/1,5	29	1	Т-29- 90/1,5	29											
		1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5 (ПГУ)Т	113,5	1	5(ПГУ)Т
Итого по станции		3		154,5	3		154,5	1		113,5	1		113,5	1		113,5	1	
Ефремовская ТЭЦ, Тульская область, г. Ефремов, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	2	ПР-25- 90/10	25	2	ПР-25- 90/10	25	2	ПР-25-90/10	25	2	ПР-25- 90/10	25	2	ПР-25- 90/10	25	2	ПР-25- 90/10
		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
		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
Итого по станции		4		160	4		160	4		160	4		160	4		160	4	
Новомосковская ГРЭС, Тульская область, г. Новомосковск, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	Р-14- 90/31	14	1	Р-14-90/31	14											
		1	Р-32- 90/13	32	1	Р-32-90/13	32											
		1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E
		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	1	SST PAC 600
Итого по станции		4		233,65	4		233,65	2		187,65	2		187,65	2		187,65	2	
Всего по филиалу ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"		11		548,15	11		548,15	7		461,15	7		461,15	7		461,15	7	
ТЭЦ-ПВС ПАО "Тулачермет", Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М
		1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6- 35/10
		1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5-90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31
		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
Итого по станции		4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4		101,5	4	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
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
		1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м
Итого по станции		2		24	2		24	2		24	2		24	2		24	2	
Первомайская ТЭЦ ОАО "Щекиноазот", Тульская область, г. Щекино	газ	2	П-25- 29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25- 29/13	25	2	П-25- 29/13
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31
		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
Итого по станции		5		105	5		105	5		105	5		105	5		105	5	
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО "Щекиноазот", Тульская область, г. Ефремов	газ	1	П-6- 35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6- 35/5М
Итого по станции		1		6	1		6	1		6	1		6	1		6	1	
Итого по станциям ОАО "Щекиноазот"		6		111	6		111	6		111	6		111	6		111	6	
Всего по станциям промышленных предприятий		12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5	12	
ВСЕГО		27		1634,65	27		1634,65	23		1547,65	23		1547,65	23		1547,65	23	

Приложение № 2
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2020-2024 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	ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС-Михайловская	участок ВЛ	5хАС 400/51	1987 / 1988		217,71	2 475,00	482,79
2	ВЛ 500 кВ Михайлов-Чагино с отпайкой	участок ВЛ	5хАС 300/66	1959		59,50	1 960,00	135,98
	ИТОГО ВЛ 500 кВ ПАО "ФСК ЕЭС"					277,21		
1	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Михайловская	ВЛ	АС 400/64	1959	2007	37,04	860,00	357,37
2	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ока	участок ВЛ	АС 400/93	1949		9,70	860,00	203,56
3	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	участок ВЛ	АС 400/93 АС 400/51	1951	1973	39,03	825,00	479,77
4	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	ВЛ	АС 400/51 АС 400/93	1951	1973	30,40	825,00	172,46
5	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ	АС 400/51	1964		78,61	825,00	426,16
6	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	ВЛ	АС 400/51	1951/2012	1992	55,40	825,00	233,18
7	ВЛ 220 кВ Приокская-Бугры	участок ВЛ	АС 400/51 АС 400/93	1951/2012		29,56	825,00	76,99
8	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ	АС 300/39	1982		73,92	710,00	87,13
9	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1965		24,89	825,00	326,24
10	ВЛ 220 кВ Гипсовая - Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1985		24,40	825,00	321,71
11	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС	участок ВЛ	АС 400/51 АС 400/93, маллард	1938		56,17	825,00	207,44
12	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ	АС 400/51	1991		14,90	825,00	259,39
13	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая	участок ВЛ	АС 400/51 АС 400/93, маллард	1946		60,28	825,00	407,44
14	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ	АС 500/64	1973		5,48	945,00	396,03
15	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная № 1 с отпайкой на ПС	ВЛ	АС 500/64 АС 500/51	1966		59,30	945,00	129,19
16	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная № 2 с отпайкой на блок 2	ВЛ	АС 400/93 АС 400/64	1951		40,20	825,00	130,52
17	ВЛ 220 кВ Тула - Металлургическая	ВЛ	АС 500/51	1981		12,40	945,00	77,84
18	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	ВЛ	АС 400/51 АС 400/93	1954		37,75	825,00	312,30
19	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Станы	ВЛ	АСО 400/51 АС 400/51 АС 400/64 АС 400/93	1954/1964/2013	2013	27,66	825,00	164,45
20	ВЛ 220 кВ Станы-Шипово	ВЛ	АС 400/51 АС 400/93 АС 400/64	1954/1964/2013	2013	18,61	825,00	105,48
21	ВЛ 220 кВ Шипово - Ока	участок ВЛ	АС 400/64 АС 400/93	1954		5,90	825,00	110,94
22	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Литейная	ВЛ	АС 400/51	1959		28,85	825,00	112,53
23	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	участок ВЛ	АС 500/64	1958		50,41	945,00	172,36
24	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Орбита	ВЛ	АС 400/51	2010		10,47	825,00	217,45
25	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Спутник	ВЛ	АС 400/51	1974/2013		10,47	825,00	72,69
26	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Цементная	ВЛ	АС 400/51	1957		30,75	825,00	174,94
27	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Электрон	ВЛ	АС 400/51	1957/1964		13,20	825,00	88,76
28	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ	АС 400/64	1964		49,16	825,00	158,86
29	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула №1 с отпайкой на ПС	ВЛ	АС 400/93 АС 400/51	1951		24,79	825,00	120,23
30	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула	ВЛ	АС 400/51	1951		24,73	825,00	97,31

№ 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
	№2 с отпайкой на ПС		АС 400/93			2,12	825,00	335,00
31	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	ВЛ	АС 400/51	1965		4,12	825,00	335,00
	ИТОГО ВЛ 220 кВ ПАО "ФСК ЕЭС"					988,55		
1	ВЛ 110 кВ Ефремовская 2	ВЛ	АС-150	1 960	1 979	2,28	380,00	40,00
2	ВЛ 110 кВ Компрессорная I с отпайкой ГПК	ВЛ	АС-120	1 961		3,31	380,00	65,00
		отпайка ВЛ	АС-150	1 980		10,90	445,00	22,00
3	ВЛ 110 кВ Алексин - Космос с отпайкой Айдарово	ВЛ	АС-120	1 941	2 011	30,50	380,00	84,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 997		3,90	380,00	35,00
		участок ВЛ	АС-185	1 997		0,90		
4	ВЛ 110 кВ Алексин - Мышега	ВЛ	АС-120	1 952		5,30	380,00	140,00
5	ВЛ 110 кВ Бегицево - Арматурная I	ВЛ	АС-150	1 976		15,10	445,00	26,00
6	ВЛ 110 кВ Бегицево - Арматурная II	ВЛ	АС-150	1 976		15,10	445,00	10,00
7	ВЛ 110 кВ Бегицево - Партизан	ВЛ	АС-150	1 948		21,83	445,00	90,00
8	ВЛ 110 кВ Бегицево - Труново	участок ВЛ	АС-150	1 956		25,85	380,00	120,00
		участок ВЛ	АС-150	1 956	1 989	5,70	445,00	
9	ВЛ 110 кВ Виленки- Гремячее	участок ВЛ	АС-120	1 956		12,33	380,00	58,00
10	ВЛ 110 кВ Волово - Бегицево с отпайкой Богородицк	участок ВЛ	АС-120	1 960		26,09	380,00	80,00
		участок ВЛ	АС-120	1 960		6,78	380,00	
		отпайка ВЛ	АС-120	1 967		3,40	380,00	34,00
11	ВЛ 110 кВ Волово - Доробино	участок ВЛ	АС-95	1 978		27,80	330,00	5,00
12	ВЛ 110 кВ Гремячее - Савино	ВЛ	АС-120	1 998		9,33	380,00	39,00
13	ВЛ 110 кВ Грызлово - Венев с отпайкой Нефтяная	ВЛ	АС-150	1 993		31,90	445,00	62,00
14	ВЛ 110 кВ Донская - Люторичи	ВЛ	АС-120	1 940		7,40	380,00	125,00
15	ВЛ 110 кВ Донская - Угольная	ВЛ	АС-120	1 940		7,66	380,00	139,00
16	ВЛ 110 кВ Дубна - Лужное	ВЛ	АС-150	1 986	2 014	16,63	445,00	24,00
17	ВЛ 110 кВ Ефремовская I	ВЛ	АС-150	1 964		2,34	445,00	40,00
18	ВЛ 110 кВ Ефремовская III	ВЛ	АС-240	1 979		1,65	610,00	55,00
19	ВЛ 110 кВ Ефремовская IV (недейств.)	ВЛ	АС-240	1 979		1,47	610,00	
20	ВЛ 110 кВ Заречье 1	ВЛ	АС-120	1 967		3,50	380,00	28,00
21	ВЛ 110 кВ Заречье 2	ВЛ	АС-120	1 967		3,50	380,00	19,00
22	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегицево с отпайками Богородицк, Турдей	участок ВЛ	АС-120	1 960		26,09	380,00	52,00
		участок ВЛ	АС-120	1 960	1979; 2012	50,03	380,00	
		отпайка ВЛ	АС-120	1 967		3,40	380,00	27,00
		отпайка ВЛ	АС-120	2 012	2 012	3,90	445,00	4,00
23	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой Турдей	ВЛ	АС-120	1 960	1979; 2012	49,21	380,00	25,00
		отпайка ВЛ	АС-150	2 012	2 012	3,90	445,00	12,00
24	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов 1	ВЛ	АС-120	1 960	1 979	16,60	380,00	34,00
25	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов 2	ВЛ	АС-120	1 960	1 979	16,60	380,00	34,00
26	ВЛ 110 кВ Звезда - Каменка	ВЛ	АС-120	1 993		32,55	380,00	17,00
27	ВЛ 110 кВ Звезда - Самарская	ВЛ	АС-120	1 983		50,78	380,00	19,00
28	ВЛ 110 кВ Звезда - Черёмушки	ВЛ	АС-120	1 990		27,77	380,00	10,00
29	ВЛ 110 кВ Zubovo - Горлово	ВЛ	АС-120	1 953		24,69	380,00	49,00
30	ВЛ 110 кВ Капролактам-Восточная	ВЛ	АС-185	1 979		2,50	510,00	0,00
31	ВЛ 110 кВ Капролактам-Первомайская	ВЛ	АС-185	1 979		0,80	510,00	1,00
32	ВЛ 110 кВ Кашира- Мордвес	участок ВЛ	АС-150	1 933		3,40	445,00	56,00
33	ВЛ 110 кВ Керамик - Угольная	ВЛ	АС-185	1 963		3,34	510,00	131,00
34	ВЛ 110 кВ Кировская - Металлургическая с отпайкой Криволучье 2	ВЛ	АС-120	1 940	2 007	12,70	380,00	141,00
35	ВЛ 110 кВ Кировская-Октябрьская	ВЛ	АС-120	1 938	2 012	15,20	380,00	77,00
36	ВЛ 110 кВ Кирпичная -	ВЛ	АС-120	1 965	1 989	13,80	380,00	130,00

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по ценам, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
	Яснополянская с отпайкой Ломинцево 2	отпайка ВЛ	АС-120	1 965	1 989	0,30	380,00	5,00
37	ВЛ 110 кВ Компрессорная II с отпайкой ГПК	ВЛ	АС-120	1 961		3,30	380,00	28,00
		отпайка ВЛ	АС-150	1 980		10,89	445,00	26,00
38	ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой Яковлево 2	ВЛ	АС-120	1 980	1 998	28,30	380,00	57,00
		отпайка ВЛ	АС-70	1 980	1 998	11,70	265,00	10,00
39	ВЛ 110 кВ КПД II	ВЛ	АС-120	1 979		6,30	380,00	12,00
40	ВЛ 110 кВ КПД I	ВЛ	АС-120	1 979		6,30	380,00	13,00
41	ВЛ 110 кВ Лазарево - Шекино	ВЛ	АС-120	1 957		22,00	380,00	52,00
42	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня 1 с отпайкой Афанасьевская 1	ВЛ	АС-150	1 982		15,50	445,00	10,00
43	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня 2 с отпайкой Афанасьевская 2	ВЛ	АС-150	1 982		15,50	445,00	17,00
44	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 1 с отпайками Баташовская 2, Медвенка 1	ВЛ	АС-150	1 975		24,70	445,00	53,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 960		1,00	380,00	28,00
		отпайка ВЛ	АС-120	2 008		0,80	380,00	20,00
45	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 2 с отпайками Рождественская 2, Тулица 2	ВЛ	АС-150	1 975		24,50	445,00	58,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 975		5,90	380,00	10,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 984		2,60	380,00	45,00
46	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясово с отпайками Барсуки 2, Рассвет 2	ВЛ	АС-150	1 960		24,20	445,00	58,00
		отпайка ВЛ	АС-150	1 979		0,20	445,00	25,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 979		4,70	380,00	5,00
47	ВЛ 110 кВ Ленинская - Никулинская	ВЛ	АС-150	1 977		17,50	445,00	55,00
48	ВЛ 110 кВ Ленинская - Обидимо	ВЛ	АС-150	1 938		3,60	445,00	180,00
49	ВЛ 110 кВ Ленинская - Привокзальная с отпайками Фрунзенская, Мелиоративная	ВЛ	АС-185	1 974		21,20	510,00	110,00
		отпайка ВЛ	АС-185	1 974		1,70	510,00	23,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 987		1,30	380,00	31,00
50	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой Барсуки 1	ВЛ	АС-150	1 960		18,60	445,00	75,00
		отпайка ВЛ	АС-150	1 979		0,20	445,00	25,00
51	ВЛ 110 кВ Ленинская - Фрунзенская	ВЛ	АС-185	1 974		21,20	510,00	20,00
52	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская 1 с отпайками Тулица 1, Рождественская 1	ВЛ	АС-150	1 960		25,60	445,00	66,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 984		2,60	380,00	12,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 972		5,90	380,00	25,00
53	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская 2 с отпайкой Баташовская 1	ВЛ	АС-150	1 960		25,60	445,00	66,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 960		1,00	380,00	0,00
54	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск	ВЛ	АС-150	1 977		39,80	445,00	65,00
55	ВЛ 110 кВ Лужное - Малахово с отпайкой Селиваново	ВЛ	АС-150	1 986		4,70	445,00	56,00
		участок ВЛ	АС-185	2 010		24,60	510,00	
		отпайка ВЛ	АС-150	1 982	2 010	3,70	445,00	15,00
56	ВЛ 110 кВ Люторичи - Епифань	ВЛ	АС-95	1 990		16,60	330,00	3,00
57	ВЛ 110 кВ Люторичи - Задонье	ВЛ	АС-120	1 971		20,25	380,00	85,00
58	ВЛ 110 кВ Люторичи - Zubovo	ВЛ	АС-120	1 971		31,69	380,00	33,00
59	ВЛ 110 кВ Металлургическая - Болоховская 1 с отпайкой Временная	ВЛ	АС-150	1 989		16,30	445,00	14,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 989		0,40	380,00	1,00
60	ВЛ 110 кВ Мордвес - Венев с отпайкой Нефтяная	ВЛ	АС-150	1 933		26,77	445,00	20,00
61	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск цепь левая	ВЛ	АС-120	1 957		30,40	380,00	35,00
62	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск цепь правая	ВЛ	АС-120	1 957		30,40	380,00	
63	ВЛ 110 кВ Мышега - Шипово	ВЛ	АС-120	1 952	1 989	4,40	380,00	175,00
64	ВЛ 110 кВ Никулинская - Ясногорск	ВЛ	АС-150	1 977		25,90	445,00	55,00
65	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Грызлово с отпайкой Фенольная	ВЛ	АС-150	1 933		17,82	445,00	97,00
66	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Задонье с отпайками Залесная, СМС	ВЛ	АС-120	1 954		15,31	380,00	212,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 954		1,83	380,00	45,00

№ 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
67	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Керамик с отпайкой СМС	ВЛ	АС-185	1 963		14,57	510,00	190,00
68	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Метаноловская	ВЛ	АС-240	1 963	2 010	2,20	610,00	0,00
69	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Северная	ВЛ	АС-240	1 963	2 010	9,20	610,00	0,00
70	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Сокольники с отпайкой Фенольная	ВЛ	АС-120	1 956		26,28	380,00	7,00
71	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Угольная с отпайкой Залесная	ВЛ	АС-185	1 963		17,91	510,00	190,00
		отпайка ВЛ	АС-185	1 971		4,24	380,00	37,00
72	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка I с отпайкой Гипсовая	ВЛ	АС-150	1 961		6,32	445,00	1,00
73	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка II с отпайкой Гипсовая	ВЛ	АС-150	1 961		6,32	445,00	108,00
74	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Кислородная	ВЛ	АС-150	1 961		2,30	445,00	11,00
75	ВЛ 110 кВ НТМЗ - Металлургическая	ВЛ	АС-185	1 940	2 007	2,50	510,00	157,00
76	ВЛ 110 кВ Обидимо - Октябрьская с отпайкой Привокзальная	ВЛ	АС-120	1 938	2 010	14,70	380,00	150,00
		отпайка ВЛ	АС-185	1 974		1,70	510,00	110,00
77	ВЛ 110 кВ Оболенская - Красный Яр с отпайкой Шатск 1	участок ВЛ	АС-120	1 962		4,10	380,00	
		ВЛ	АС-150	1 938	2 010	8,70	445,00	98,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 957	1 993	2,20	380,00	2,00
78	ВЛ 110 кВ Оболенская - Северная	ВЛ	АС-120	1 962		11,59	380,00	101,00
79	ВЛ 110 кВ Первомайская - Восточная	ВЛ	АС-185	1 951		2,50	510,00	109,00
80	ВЛ 110 кВ Первомайская - Западная	ВЛ	АС-240	1 960		2,70	610,00	0,00
81	ВЛ 110 кВ Первомайская - Малахово 1 с отпайкой Гагаринская 1	ВЛ	АС-120	1 982		7,50	380,00	58,00
		отпайка ВЛ	АС-150	1 985		0,70	380,00	22,00
82	ВЛ 110 кВ Первомайская - Малахово 2 с отпайкой Гагаринская 2	ВЛ	АС-120	1 982		7,50	380,00	53,00
		отпайка ВЛ	АС-150	1 985		0,70	445,00	13,00
83	ВЛ 110 кВ Первомайская - КС-9	ВЛ	АС-185	1 960		2,40	510,00	3,00
84	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой Смычка 1	ВЛ	АС-120	1 957		22,60	380,00	43,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 975		3,20	380,00	51,00
85	ВЛ 110 кВ Плавск - Шекино с отпайкой Смычка 2	ВЛ	АС-120	1 957		38,30	380,00	26,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 975		3,20	380,00	29,00
86	ВЛ 110 кВ Прессовая - 1	ВЛ	АС-120	1 977		0,10	380,00	17,00
87	ВЛ 110 кВ Прессовая - 2	ВЛ	АС-120	1 977		0,10	380,00	8,00
88	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой Яковлево 1	ВЛ	АС-120	1 980		16,10	380,00	60,00
		отпайка ВЛ	АС-70	1 980		10,50	265,00	11,00
89	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Алексин с отпайкой Авангард 2	ВЛ	АС-120	1 938	1 969	16,00	380,00	124,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 979	1 969	0,20	380,00	1,00
90	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Ленинская с отпайкой Авангард 1	ВЛ	АС-120	1 938		36,30	380,00	150,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 979	1 969	2,30	380,00	10,00
91	ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	ВЛ	АС-120	1 929	1 996	26,20	380,00	196,00
92	ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново	ВЛ	АС-120	1 960		5,80	380,00	47,00
93	ВЛ 110 кВ Реякино - Кировская	ВЛ	АС-150	1 957	1 999	21,70	445,00	24,00
94	ВЛ 110 кВ Реякино - Ясногорск	ВЛ	АС-120	1 957	2 001	21,80	380,00	32,00
95	ВЛ 110 кВ Савино - Сокольники	ВЛ	АС-120	1 963		18,20	380,00	32,00
96	ВЛ 110 кВ Северная - Метаноловская	ВЛ	АС-240	1 963	2 010	8,20	610,00	0,00
97	ВЛ 110 кВ Селиваново - Малахово с отпайкой КС-2	ВЛ	АС-120	1 982		11,80	380,00	9,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 988		14,90	380,00	1,00
98	ВЛ 110 кВ Смычка - Доробино	ВЛ	АС-120	1 993		42,30	380,00	9,00
99	ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой Безово	ВЛ	АС-150	1 956		21,42	445,00	81,00
		отпайка ВЛ	АС-120	2 017		7,15	380,00	0,00
100	ВЛ 110 кВ Суворов - Ушатово	ВЛ	АС-185	1 987		8,50	510,00	43,00
101	ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	ВЛ	АС-185	1 974		35,96	510,00	20,00
		отпайка ВЛ	АС-70	1 974		2,20	265,00	0,00

№ 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
		отпайка ВЛ	АС-185	1 974		5,20	380,00	4,00
102	ВЛ 110 кВ Технологическая I	ВЛ	АС-95	1 981		6,01	330,00	0,70
103	ВЛ 110 кВ Технологическая II	ВЛ	АС-95	1 981		6,01	330,00	4,00
104	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 1	ВЛ	АС-120	1 973		8,40	380,00	10,00
105	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 2	ВЛ	АС-120	1 973		8,40	380,00	8,00
106	ВЛ 110 кВ Труново - Советская	ВЛ	АС-120	1 956		21,10	380,00	51,00
107	ВЛ 110 кВ Тула - Восточная с отпайкой Рудаково 1	ВЛ	АС-120	1 951		9,80	380,00	51,00
		отпайка ВЛ	АС-150	1 982		0,90	445,00	50,00
108	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново I с отпайками Южная 1, Рассвет 1	ВЛ	АС-120	1 960		16,40	380,00	84,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 973		0,60	380,00	57,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 979		4,50	380,00	5,00
109	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново 2 с отпайкой Южная 2	ВЛ	АС-120	1 960		16,40	380,00	85,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 973		0,60	380,00	70,00
110	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп 1	ВЛ	АС-185	2 010		6,10	510,00	194,00
111	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп 2	ВЛ	АС-185	2 010		6,10	510,00	105,00
112	ВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 1	ВЛ	АС-120	1 975		2,10	380,00	30,00
113	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайкой Рудаково 2, Ясенки	ВЛ	АС-120	1 951		10,00	380,00	90,00
114	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайкой Рудаково 2, Ясенки	отпайка ВЛ	АС-150	1 982		0,90	445,00	50,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 965		6,10	380,00	30,00
115	ВЛ 110 кВ Узловая - Машзавод II	ВЛ	АС-95	1 962		7,73	330,00	0,00
116	ВЛ 110 кВ Узловая - Партизан	ВЛ	АС-150	1 948		14,98	445,00	65,00
117	ВЛ 110 кВ Узловая - Северная	ВЛ	АС-150	1 948		14,59	445,00	151,00
118	ВЛ 110 кВ Узловая- Машзавод I	ВЛ	АС-95	1 962		7,73	330,00	2,00
119	ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	ВЛ	АС-120	1 954		21,80	380,00	182,00
120	ВЛ 110 кВ Ушаково - Епифань с отпайкой Казановка	ВЛ	АС-95	1 990		10,98	330,00	23,00
		отпайка ВЛ	АС-95	1 996		8,73	380,00	13,00
121	ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	ВЛ	АС-120	1 954		15,80	380,00	180,00
122	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомыжская 1 с отпайками Говоренки, Одоев	ВЛ	АС-120	1 981		55,80	380,00	13,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 981		2,40	380,00	1,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 981		2,70	380,00	10,00
123	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомыжская 2 с отпайками Говоренки, Одоев	ВЛ	АС-120	1 981		55,80	380,00	25,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 981		2,40	380,00	0,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 981		2,70	380,00	22,00
124	ВЛ 110 кВ Ушатово - Дубна	ВЛ	АС-150	1 992		36,20	445,00	12,00
125	ВЛ 110 кВ Ушатово - Точмаш 1	ВЛ	АС-120	1 984		1,20	380,00	1,00
126	ВЛ 110 кВ Ушатово - Точмаш 2	ВЛ	АС-120	1 984		1,20	380,00	2,00
127	ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	ВЛ	АС-185	1 974	2 017	44,41	510,00	30,00
		отпайка ВЛ	АС-70	1 974		2,20	265,00	3,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 974		5,20	380,00	2,00
128	ВЛ 110 кВ Химическая - Грызлово	ВЛ	АС-120	1 959		2,60	380,00	0,00
129	ВЛ 110 кВ Химическая - Кислородная	ВЛ	АС-150	1 959		10,79	445,00	9,00
130	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 1 с отпайками Кальна, Тургеневская 1	отпайка ВЛ	АС-95	1 963		8,00	330,00	42,00
		ВЛ	АС-120	1 963		20,10	380,00	2,00
		отпайка ВЛ	АС-95	1 963		8,30	330,00	32,00
131	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 2 с отпайками Кальна, Тургеневская 2	ВЛ	АС-120	1 963		20,10	380,00	18,00
		отпайка ВЛ	АС-95	1 963		8,30	330,00	3,00
		отпайка ВЛ	АС-95	1 963		8,00	330,00	10,00
132	ВЛ 110 кВ Чернь-Плавск	ВЛ	АС-240	1 994		31,20	610,00	10,00
133	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 1 с отпайками Трансмаш, Давыдово 1	ВЛ	АС-120	1 957		28,90	380,00	35,00
		отпайка ВЛ	АС-95	1 957		3,40	330,00	10,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 957		3,40	380,00	3,00
134	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 2 с отпайками Трансмаш, Давыдово 2	ВЛ	АС-120	1 977		28,90	380,00	17,00
		отпайка ВЛ	АС-95	1 977		3,40	380,00	0,00

№ 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
		отпайка ВЛ	АС-120	1 977		3,30	330,00	0,00
135	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 1 с отпайками Крушма 1, Средняя 2	ВЛ	АС-150	1 990		15,20	445,00	32,00
		отпайка ВЛ	АС-150	1 990		0,10	445,00	0,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 990		1,20	380,00	30,00
136	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 2 с отпайкой Крушма 2	ВЛ	АС-150	1 990		15,20	445,00	4,00
		отпайка ВЛ	АС-150	1 990		0,20	445,00	2,00
137	ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой Средняя 1	ВЛ	АС-150	1 952	2 010	15,40	445,00	92,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 982		1,50	380,00	30,00
138	ВЛ 110 кВ Щегловская - Красный Яр с отпайками Шатск 2, Глушанки, Временная	ВЛ	АС-120	1 931	1 993	15,50	380,00	85,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 979	1 993	0,70	380,00	0,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 980		11,96	380,00	1,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 974	1 993	1,40	380,00	15,00
139	ВЛ 110 кВ Щегловская - НТМЗ с отпайкой Криволучье 1	ВЛ	АС-185	1 981	2 007	8,70	510,00	103,00
140	ВЛ 110 кВ Щегловская - Глушанки	ВЛ	АС-120	1 974		2,40	380,00	5,00
141	ВЛ 110 кВ Щекино - Кирпичная	ВЛ	АС-120	1 951	1 994	8,50	380,00	100,00
142	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 1 с отпайкой Огаревка 1	ВЛ	АС-120	1 963		8,40	380,00	37,00
		отпайка ВЛ	АС-95	1 983		7,60	330,00	20,00
143	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 2 с отпайкой Огаревка 2	ВЛ	АС-120	1 963		8,40	380,00	32,00
		отпайка ВЛ	АС-95	1 983		7,60	330,00	15,00
144	ВЛ 110 кВ Щекино - Первомайская 1	ВЛ	АС-240	1 961		14,10	610,00	30,00
145	ВЛ 110 кВ Щекино - Первомайская 2	ВЛ	АС-240	1 961		14,10	610,00	30,00
146	ВЛ 110 кВ Щекино - Советская	ВЛ	АС-150	1 956		0,70	445,00	39,00
147	ВЛ 110 кВ Щекино - Ясенки с отпайкой Ломинцево 1	ВЛ	АС-120	1 951	1 994	23,20	380,00	40,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 965	1 994	0,30	380,00	5,00
148	ВЛ 110 кВ Яснополянская - Восточная 1	ВЛ	АС-185	1 961		2,20	510,00	110,00
149	ВЛ 110 кВ Яснополянская - Восточная 2	ВЛ	АС-185	1 961		2,20	510,00	0,00
150	ВЛ 110 кВ Яснополянская - Западная	ВЛ	АС-185	1 961		5,10	510,00	3,00
151	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-2	ВЛ	АС-120	1 988		30,70	380,00	5,00
152	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-9	ВЛ	АС-185	1 961		5,44	510,00	4,00
153	КВЛ 110 кВ ЕТЭЦ - Звезда с отпайкой Глюкозная	участок ВЛ	АС-150	2 013		7,13	445,00	52,00
154	КВЛ 110 кВ Металлургическая - Болоховская 2 с отпайкой Стечкин	ВЛ	АС-150	1 989		16,30	445,00	40,00
		отпайка ВЛ	кабель	2 009		3,03		10,00
155	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками Юбилейная 1, Пролетарская 1	ВЛ	АС-120	1 954		10,28	380,00	63,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 962		2,00	380,00	15,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 973		0,20	380,00	65,00
		участок ВЛ	кабель	2 012		1,85		
156	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайкой Центральная 2, Юбилейная 2	ВЛ	АС-120	1 951		8,90	380,00	51,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 973		1,40	380,00	40,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 962		2,20	380,00	16,00
		участок ВЛ	кабель	2 012		1,85		
		отпайка ВЛ	кабель	2 012		1,40		
157	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой Пролетарская 2	ВЛ	АС-150	1 963		13,90	445,00	85,00
		отпайка ВЛ	АС-120	1 973		0,20	380,00	65,00
		участок ВЛ	кабель	2 012		1,85		
158	КВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 2 с отпайкой Стечкин	ВЛ	АС-120	1 975		2,10	380,00	39,00
		отпайка ВЛ	кабель	2 010		4,88		17,00
159	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с	ВЛ	АС-150	1 963		11,90	445,00	85,00

№ 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
	отпайкой Центральная 1	отпайка ВЛ	АС-120	1 973		1,40	380,00	53,00
		участок ВЛ	кабель	2 012		1,85		
		отпайка ВЛ	кабель	2 012		1,40		
	Итого ЛЭП 110 кВ филиала "Гулэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"					2 842,01		
1	ВЛ 110 кВ Узловая – Пластик с отпайкой	ВЛ	АС-185	1 966	2 009	16,33	380	42
2	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс- 1 с отп.	ВЛ	АС-120	1 967	2 015	16,29	400	29
3	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс- 2	ВЛ	АС-120	1 967	2 015	9,20	400	17
	Итого ЛЭП 110 кВ ООО "Энергосеть"					41,82		

Приложение № 3
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2020–2024 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	Тип РНТ и режим работы: автомат/ручной/выведен	Номинальная мощность трансформатора $S_{тр\text{ ном}}$, 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	10
1. ПС 220 кВ Тула	АТ-1	29.01.2018	1998	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	250	125,3	125,1	6,7	50
	АТ-2	12.12.2018	2015	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	250	109,8	109,6	7,4	44
2. ПС 220 кВ Ленинская	АТ-1	16.01.2018	1972	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	118,7	92,6	74,3	59
	АТ-2	12.01.2018	1982	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	159,3	112,0	113,2	80
3. ПС 220 кВ Яснополянская	АТ-1	07.10.2018	1974	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	75,9	47,2	59,4	61
	АТ-2	28.10.2018	1986	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	72,3	48,8	53,3	58

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
4.	ПС 220 кВ Метал- лургическая	АТ-1	16.01.2018	1981	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	57,8	56,0	14,2	46
		АТ-2	16.01.2018	1982	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	56,9	55,2	13,9	45
5.	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	19.12.2018	1980	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	90,6	79,8	42,9	45
		АТ-2	19.12.2018	1966	ПБВ ±2*2,5%, ВДТ ±9*2,26%, ручной	180	54,3	48,0	25,4	30
6.	ПС 220 кВ Химическая	АТ-1	01.10.2018	1973	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	168,4	152,4	71,7	84
		АТ-2	01.10.2018	1973	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	65,4	63,4	15,8	33
7.	ПС 220 кВ Бегичево	АТ-1	19.12.2018	1964	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	120	25,4	24,6	6,5	21
		АТ-2	19.12.2018	1964	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	120	26,8	24,7	10,5	22
		Т-1	19.12.2018	1950	ВН ПБВ ±2*2,5%, СР ПБВ ±2х2,5%, ручной	20	2,4	2,3	0,7	12
		Т-2	19.12.2018	1966	ВН РПН ±4*2,5%, СР ПБВ ±2*2,5%, ручной	31,5	0,0	0,0	0,0	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
8.	ПС 220 кВ Люторичи	АТ-2	19.12.2018	1983	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	26,0	4,0	25,7	21
		Т-1	19.12.2018	1982	ВН РПН ±9*1,78%, СР ПБВ ±2*2,5%, ручной	25	0,0	0,0	0,0	0
		Т-2	19.12.2018	2014	ВН РПН ±9*1,78%, СР ПБВ ±2*2,5%, ручной	25	3,9	3,5	1,6	15
9.	ПС 220 кВ Звезда	АТ-1	19.12.2018	1981	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	26,8	21,6	15,9	21
10.	ПС 220 кВ Шипово	АТ-2	28.12.2018	1989	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	75,7	74,7	12,2	61

Приложение № 4
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2020–2024 годы

Основные характеристики электрических подстанций напряжением 110 кВ энергосистемы Тульской области
(по филиалу «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»)

Диспетчерское наименование подстанции 110 кВ	Месторасположение подстанции (адрес)	Количество и мощность трансформаторов	Общая установленная мощность ПС	Пропускная способность ПС (N-1)	Максимальная нагрузка по замерам режимного дня за 3 года (2016- 2018 гг.)	Текущий объем свободной мощности на 01.01.2019 (- дефицит)	Присоединенная мощность потребителей с начала 2018 года	Действующие ДТГ на 01.01.2019	Объем свободной мощности с учетом присоединенных потребителей и заключенных договоров на ТГП на 01.01.2019
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. ПС 110/35/6 кВ №1 Зубово	Кимовский р-н, д. Румянцево	1×10; 1×16	26	10,5	7,487	6,801	0,694	2,115	6,553
2. ПС 110/35/10 кВ №3 Белев	г. Белев	1×15; 1×25	40	15,75	8,719	7,892	0,830	0,850	7,635
3. ПС 110/35/6 кВ №7 Угольная	г. Новомосковск	1×40,5; 1×40	80,5	42	30,955	13,735	1,693	4,388	11,479

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4. ПС 110/35/10 кВ №10 Одоев	пос. Одоев	2×16	32	16,8	6,342	13,524	0,601	1,072	13,271
5. ПС 110/35/6 кВ №11 Дубна	пос. Дубна	1×16; 1×10	26	10,5	7,510	5,109	1,152	3,268	4,513
6. ПС 110/6 кВ №13 Суворов	г. Суворов	1×25; 2×15	55	26,25	8,783	17,722	0,864	4,870	13,981
7. ПС 110/35/6 кВ №17 Щегловская	г. Тула	2×40	80	42	28,520	16,659	2,249	27,385	5,338
8. ПС 110/35/6 кВ №20 Барсуки	Ленинский р-н, пос. Барсуки	2×25	50	26,25	13,608	20,142	9,344	13,859	17,853
9. ПС 110/6 кВ №21 Подземгаз	г. Тула	2×16	32	16,8	10,326	6,474	0,645	8,079	2,919
10. ПС 110/6 кВ №22 Задонье	Новомосковский р-н, г. Северо-Задонск	2×25	50	26,25	7,008	19,729	0,485	1,038	19,353
11. ПС 110/35/6 кВ №24 Рудаково	г. Тула	2×25	50	26,25	21,480	4,770	1,821	7,521	3,783
12. ПС 110/35/6 кВ №26 Липки	Киреевский р-н, пос. Гвардейский	2×20	40	21	8,028	14,087	0,739	1,576	13,731
13. ПС 110/35/6 кВ №28 Ушатово	Суворовский р-н, пос. Центральный	1×7,5; 1×20	27,5	7,875	4,149	4,345	0,616	0,390	4,297
14. ПС 110/35/6 кВ №31 Ломинцево	Щекинский р-н, д. Косое	2×16	32	16,8	1,968	14,832	0,181	5,801	11,383
15. ПС 110/35/10 кВ №37 Грызлово - РУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ №37 Грызлово - РУ 10 кВ	Веневский р-н, пос. Грицовский	1×20; 1×25	45	13,125	0,364	12,761	0,000	0,000	12,761
				13,125	5,171	7,954	0,000	0,000	7,848

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16. ПС 110/35/10 кВ №38 Венев	г. Венев	2×40	80	42	18,319	24,028	3,200	8,053	21,673
17. ПС 110/10/6 кВ №41 Перекоп	г. Тула	1×63; 1×60	123	63	36,271	26,729	1,572	15,451	16,012
18. ПС 110/35/10 кВ №44 Казановка	Кимовский р-н, пос. Казановка	2×10	20	10,5	4,315	7,991	0,449	0,695	7,763
19. ПС 110/35/10 кВ №46 Труново	Киреевский р-н, д. Стойлово	1×20; 1×25	45	21	7,946	16,156	1,024	5,488	13,527
20. ПС 110/6 кВ №49 Криволучье	г. Тула	2×16	32	16,8	14,730	2,070	3,569	7,587	0,635
21. ПС 110/6 кВ №51 Оболенская	Киреевский р-н, пос. Шварц	2×16	32	16,8	1,896	14,904	0,261	8,998	14,786
22. ПС 110/35/6 кВ №52 Медвенка	Ленинский р-н, д. Медвенка	2×16	32	16,8	13,641	8,096	5,136	23,039	6,464
23. ПС 110/35/10 кВ №56 Мордвес	Веневский р-н, с. Дьяково	2×10	20	10,5	7,602	4,097	3,014	10,584	2,845
24. ПС 110/35/10 кВ №58 Клен	Арсеньевский р-н, д. Гремячка	1×10; 1×16	26	10,5	3,700	9,750	0,292	1,597	8,546
25. ПС 110/6 кВ №60 Ушаково	Узловский р-н, д. Ушаково	1×20; 1×16	36	16,8	0,789	16,198	0,152	5,226	16,184
26. ПС 110/35/6 кВ №62 Ефремов	г. Ефремов	3×40	120	84	19,968	70,734	4,134	3,651	70,328
27. ПС 110/6 кВ №64 Кировская	г. Тула	2×40	80	42	8,318	33,682	0,000	1,260	33,682
28. ПС 110/35/6 кВ №68 Богородицк	г. Богородицк	2×25	50	26,25	12,135	14,696	1,494	2,537	13,428
29. ПС 110/35/6 кВ №75 Ясногорск	г. Ясногорск	2×63	126	66,15	37,805	36,586	22,154	40,558	30,370

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
30.	ПС 110/35/6 кВ №76 Сокольники	г. Новомосковск, мкр. Сокольники	1×20; 1×16	36	16,8	7,413	10,777	0,485	7,870	9,783
31.	ПС 110/35/6 кВ №77 Болоховская	Киреевский р-н, г. Болохово	1×10; 1×25	35	10,5	8,066	4,622	1,271	2,935	4,102
32.	ПС 110/35/6 кВ №79 Узловая	г. Узловая	2×40	80	42	31,197	13,303	1,394	3,077	12,516
33.	ПС 110/35/6 кВ №86 Малахово	Щёкинский р-н, д. Малахово	1×20; 1×25	45	21	8,352	13,218	0,821	2,487	12,684
34.	ПС 110/6 кВ №88 Ясенки	г. Щекино	2×25	50	26,25	15,367	10,883	0,371	1,018	10,695
35.	ПС 110/35/6 кВ №89 Огаревка	Щекинский р-н, пос. Новоогаревский	1×25; 1×16	41	16,8	9,103	7,697	0,522	1,926	7,283
36.	ПС 110/10 кВ №102 Турдей	Воловский р-н, д. Булычевка	2×10	20	10,5	3,852	7,646	0,120	3,179	5,893
37.	ПС 110/35/10 кВ №137 Доробино	Тепло-Огаревский р- н, с. Доробино	2×16	32	16,8	3,174	16,602	0,401	0,436	16,502
38.	ПС 110/10/6 кВ №145 Октябрьская	г. Тула	2×40	80	42	30,725	11,275	1,190	8,709	10,381
39.	ПС 110/6 кВ №146 Гремячее	Новомосковский р-н, с. Гремячее	1×10; 1×16	26	10,5	3,837	6,663	1,456	0,526	6,554
40.	ПС 110/10/6 кВ №149 Мясново	г. Тула	3×25	75	52,5	27,520	24,980	2,870	36,935	19,859
41.	ПС 110/35/10 кВ №163 Волово	Воловский р-н, пос. Волово	2×16	32	16,8	8,544	8,349	3,744	6,734	8,210
42.	ПС 110/10 кВ №183 Пушкинская	г. Алексин	1×25; 1×16	41	13,125	10,623	2,502	0,866	2,227	1,900
43.	ПС 110/35/10 кВ №193 Чекалин	Суворовский р-н, г. Чекалин	1×7,5; 1×6,3	13,8	6,615	1,490	5,490	0,557	0,438	5,423

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
44.	ПС 110/10 кВ №199 Залесная	г. Новомосковск	2×25	50	26,25	13,983	12,267	0,140	0,054	12,251
45.	ПС 110/35/10 кВ №200 Тургеневская	Чернский р-н, пос. Чернь	2×16	32	16,8	8,393	12,924	0,671	2,328	12,036
46.	ПС 110/10/6 кВ №202 Пролетарская	г. Тула	2×25	50	26,25	26,269	0,000	0,000	0,592	-0,313
47.	ПС 110/6 кВ №213 Рождественская	Ленинский р-н, пос. Рождественский	2×16	32	16,8	4,468	12,332	1,151	7,215	9,100
48.	ПС 110/10/6 кВ №218 Южная	г. Тула	3×25	75	52,5	25,420	27,080	5,277	2,369	26,767
49.	ПС 110/10/6 кВ №219 Центральная	г. Тула	1×40;1× 25	65	26,25	19,933	6,317	0,140	1,339	5,835
50.	ПС 110/10 кВ №240 Красный Яр	Киреевский р-н, пос. Красный Яр	2×6,3	12,6	6,615	1,209	5,536	0,425	3,549	5,358
51.	ПС 110/10/6 кВ №243 Привокзальная	г. Тула	2×40	80	42	30,178	11,822	0,000	1,292	11,285
52.	ПС 110/35/10 кВ №245 Смычка - РУ 35 кВ	г. Плавск	2×25	50	13,125	12,220	2,075	0,000	0,000	2,010
	ПС 110/35/10 кВ №245 Смычка - РУ 10 кВ				13,125	4,332	10,724	0,000	0,000	10,536
53.	ПС 110/35/6 кВ №246 Безово	Суворовский р-н, д. Безово	1×10	10	10,5	0,524	9,976	0,099	0,080	10,666
54.	ПС 110/6 кВ №254 Шатск	Ленинский р-н, пос. Шатск	2×10	20	10,5	0,862	10,148	0,000	5,277	5,765
55.	ПС 110/10 кВ №278 Алешня	Ленинский р-н, д. Медведки	2×16	32	16,8	5,102	12,515	2,207	7,967	9,820

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
56.	ПС 110/35/10 кВ №302 Рассвет	Ленинский р-н, пос. Рассвет	2×16	32	16,8	8,118	8,682	5,804	17,907	5,637
57.	ПС 110/35/10 кВ №303 Авангард	Алексинский р-н, пос. Авангард	2×10	20	10,5	1,974	9,302	0,504	7,040	7,246
58.	ПС 110/10 кВ №304 Глушанки	Ленинский р-н, с. Глухие Поляны	1×16; 1×10	26	10,5	5,188	5,312	3,341	2,585	0,572
59.	ПС 110/6 кВ №310 Партизан	Узловский р-н, пос. Дубовка	2×16	32	16,8	8,028	8,772	0,396	5,433	7,792
60.	ПС 110/6 кВ №319 КПД	г. Донской, пос. Шахты 13	2×10	20	10,5	6,236	7,535	0,716	2,394	7,320
61.	ПС 110/35/10 кВ №321 Заокская	Заокский р-н, пос. Заокский	2×16	32	16,8	23,431	-1,628	19,239	31,889	-6,527
62.	ПС 110/10 кВ №322 Яковлево	Заокский р-н, д. Верхнее Романово	2×10	20	10,5	5,296	5,635	3,291	15,362	-0,265
63.	ПС 110/10/6 кВ №326 Краинка	Суворовский р-н, с. Рождественно	1×16; 1×10	26	10,5	2,533	9,059	0,157	0,743	9,008
64.	ПС 110/35/6 кВ №334 Селиваново	Щекинский р-н, с. Селиваново	2×16	32	16,8	5,011	13,186	1,765	3,122	12,472
65.	ПС 110/10 кВ №338 Говоренки	Одоевский р-н, с. Говоренки	1×6,3	6,3	6,615	0,510	6,105	0,038	0,079	6,222
66.	ПС 110/10 кВ №339 Кальна	Чернский р-н, д. Русино	1×6,3; 1×5,6	11,9	5,88	1,335	4,935	0,114	0,361	4,906
67.	ПС 110/6 кВ №344 Средняя	Алексинский р-н, ст. Средняя	1×16; 1×10	26	10,5	11,630	-1,130	0,539	2,052	-1,363
68.	ПС 110/35/6 кВ №351 Самарская	Куркинский р-н, пос. Куркино	2×16	32	16,8	4,564	13,156	1,537	7,005	8,711
69.	ПС 110/35/10 кВ №358 Арматурная	Богородицкий р-н, пос. Товарково	2×25	50	26,25	10,266	23,837	0,286	0,570	23,605

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
70.	ПС 110/6 кВ №363 Временная	Киреевский р-н, д. Присады	1×6,3	6,3	6,615	0,348	6,267	1,301	3,079	5,893
71.	ПС 110/10 кВ №367 Технологическая	г. Богородицк	2×16	32	16,8	1,068	15,837	0,281	3,244	15,833
72.	ПС 110/10/6 кВ №370 Тулица	г. Тула	2×25	50	26,25	14,069	12,181	1,077	0,377	12,181
73.	ПС 110/10/6 кВ №371 Никулинская	Алексинский р-н, вблизи пос. Новогуровский	2×25	50	26,25	3,513	23,407	0,000	0,555	22,955
74.	ПС 110/6 кВ №378 Гагаринская	Щекинский р-н, д. Ясенки	1×25; 1×16	41	13,125	6,947	6,178	0,029	0,450	5,878
75.	ПС 110/6 кВ №384 Советская	Щекинский р-н, г. Советск	1×16; 1×10	26	10,5	2,440	8,067	0,164	0,839	7,873
76.	ПС 110/35/6 кВ №385 Обидимо	Ленинский р-н, пос. Ленинский	1×16; 1×7,5	23,5	7,875	7,882	2,243	1,051	3,476	1,749
77.	ПС 110/35/6 кВ №386 Мелиоративная	Ленинский р-н, д. Барсуки	1×10	10	10,5	5,843	4,657	1,237	2,412	8,638
78.	ПС 110/35/6 кВ №390 Лужное	Дубенский р-н, пос. Воскресенский	1×16	16	16,8	3,955	12,845	2,506	1,915	16,092
79.	ПС 110/6 кВ №404 Ратово	Ленинский р-н, д. Ратово	2×10	20	10,5	1,829	8,671	0,152	0,600	8,550
80.	ПС 110/10 кВ №406 Крушма	Алексинский р-н, вблизи д. Слободка	1×6,3	6,3	6,615	0,371	6,244	0,115	0,022	6,237
81.	ПС 110/10 кВ №407 Глебово	Калужская обл., Ферзиковский р-н, д. Глебово	1×6,3	6,3	6,615	0,812	5,803	0,000	0,000	5,803
82.	ПС 110/10 кВ №408 Епифань	Узловский р-н, д. Мельгуново	1×10; 1×6,3	16,3	6,615	1,454	5,235	0,048	0,063	5,218

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
83.	ПС 110/35/10 №409 Черемушки	Ефремовский р-н, с. Шилово	1×10	10	10,5	2,330	8,170	0,823	1,158	10,417
84.	ПС 110/10 кВ №410 Давыдово	Белевский р-н, д. Давыдово	1×6,3	6,3	6,615	0,676	5,939	0,261	0,517	6,038
85.	ПС 110/35/10 кВ №415 Савино	Новомосковский р-н, д. Савино	2×10	20	10,5	2,289	10,059	0,189	0,077	10,031
86.	ПС 110/35/10 кВ №421 Каменка - РУ 35 кВ	Каменский р-н, с. Архангельское	1×16; 1×10	26	8,4	2,069	8,095	0,000		8,015
	ПС 110/35/10 кВ №421 Каменка – РУ 35 кВ				8,4	2,007	8,244	0,000		8,238
87.	ПС 110/35/10 кВ №423 Даргомыжская	Арсеньевский р-н, пос. Арсеньево	1×16	16	16,8	1,765	15,035	0,060	0,331	16,482
88.	ПС 110/6 кВ №427 Айдарово	Алексинский р-н, д. Айдарово	1×25	25	13,125	1,330	11,795	0,673	1,754	12,332
89.	ПС 110/10 кВ №430 Точмаш	Суворовский р-н, пос. Центральный	2×16	32	16,8	0,510	16,711	0,057	0,083	16,701
90.	ПС 110/10/10 кВ №433 Стечкин	Ленинский р-н, с. Осиновая гора	2×40	80	42	5,889	36,111	2,289	52,339	15,415

Приложение № 5
к Схеме и Программе развития электроэнергетики
Тульской области на 2020-2024 годы

Вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2020-2024 годы
Сводные данные по развитию электрических сетей.

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	ВЛ, км; ПС, МВА	2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2024 г.		2019-2024 гг.	
			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
Перечень электросетевых объектов 220 кВ и ниже, рекомендуемых к вводу в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности																
	220 кВ		1	360	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	360,0
1	Реконструкция ПС 220 кВ Северная в части установки АТ 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 580 МВА	1х200 МВА		200,0												200,0
2	Строительство ПС 220 кВ Тепличная трансформаторной мощностью 2х80 МВА и заходы от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула №2 с отпайкой на ПС Яснополянская	2х80 МВА, 2х0,5 км	1,0	160,0											1,0	160,0
3	Строительство ПС 220 кВ Агрокомплекс и ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС - Агрокомплекс	1х250 МВА 2 км														
	110 кВ		63,9	334,0	0,0	0,0	6,0	200,0	0,0	16,0	79,1	0,0	101,0	112,0	250,0	662,0
4	Реконструкция ВЛ 110 кВ Обидимо - Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	3 км	3,0												3,0	0,0
5	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск в 2025 году	0,8 км														
6	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 в 2025 году	26,85 км														
7	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

[illegible]

[illegible]

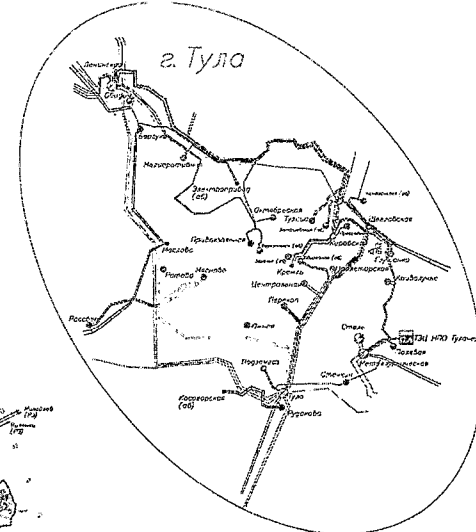
[illegible]

[illegible]

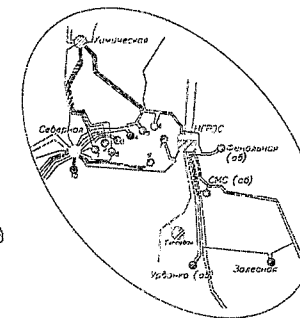
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
34	Строительство ПС 110 кВ Ефремов-тяговая с заходами	2х40 МВА				80,0										
35	Строительство ПС 110 кВ Волово-тяговая с заходами	2х40 МВА				80,0										
36	Строительство ПС 110 кВ Узловая 2 и заходов от ВЛ 110 кВ Северная - Метаноловская и от ВЛ 110 кВ Узловая - Северная	2х40 МВА				80,0										
Всего по 220 кВ			1,0	360,0	70,0	580,0	2,0	250,0	16,0	400,0	0,0	0,0	0,0	0,0	79,0	1510,0
Всего по 110 кВ			63,9	334,0	0,0	272,0	6,0	200,0	0,0	16,0	79,1	0,0	101,0	112,0	250,0	934,0
Итого по региональному сценарию развития			64,9	694,0	70,0	852,0	8,0	450,0	16,0	416,0	79,1	0,0	101,0	112,0	329,0	2444,0

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2020-2024 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 Стратегии и Программе развития
электроэнергетики Тульской
области на 2020-2024 годы



г. Новомосковск



- Цифрами на схеме обозначены ПС:
1. Азотная (аб)
 2. Органическая (аб)
 3. Азотная (аб)
 4. Хлорная (аб)
 5. Аммиачная (аб)
 6. Кислородная (аб)
 7. Метаноловая (аб)
 8. Карбамидная (аб)
 9. Битумная (аб)
 10. Индустриальная

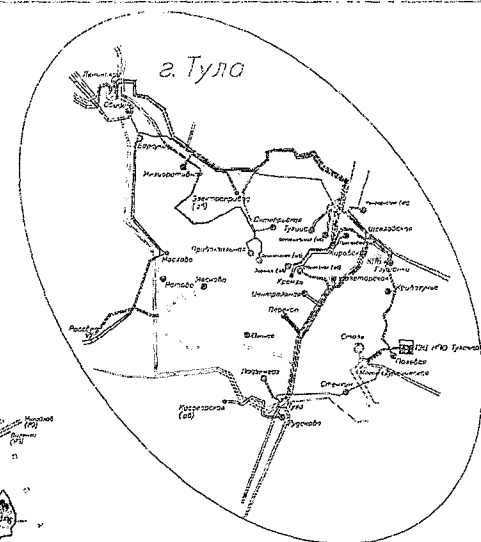
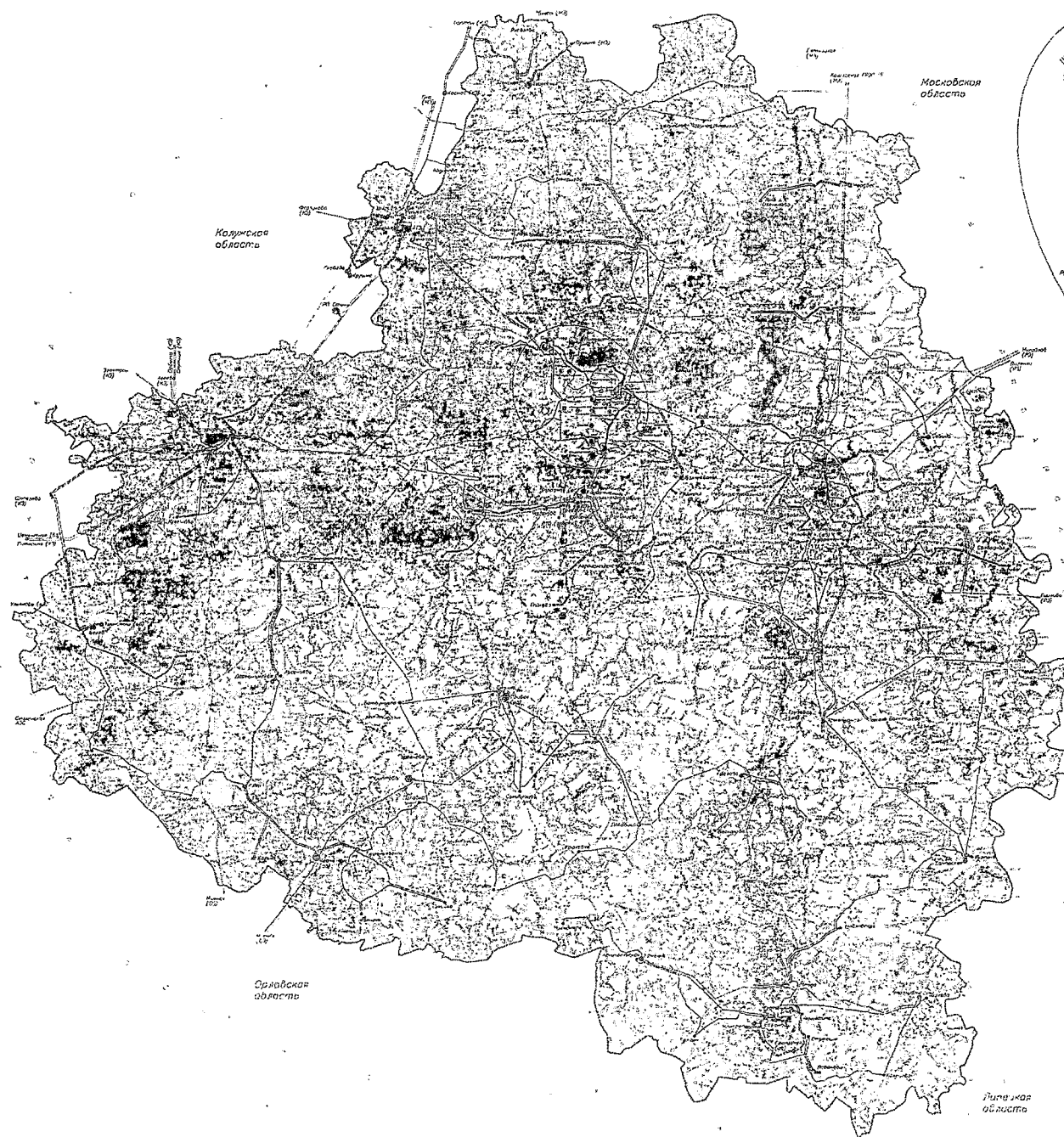
Условные обозначения

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 ПС 110 кВ
—	Реконструкция ПС 35 кВ
—	Реконструкция и строительство ВЛ 110 кВ
—	Реконструкция и строительство ВЛ 35 кВ
—	Реконструкция и строительство ВЛ 110 кВ
—	Реконструкция и строительство ВЛ 35 кВ
—	Мероприятия выходят за период СхПР 2020-2024

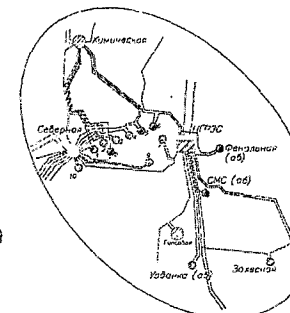
СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2020-2024 ГОДЫ

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 Стенду и Программе развития
электронных 15-летних
областей на 2020-2024 годы



г. Новомосковск



Цифрами на схеме
обозначены ПС:
1. Азотная (аб)
2. Органическая (аб)
3. Азотная (аб)
4. Азотная (аб)
5. Азотная (аб)
6. Азотная (аб)
7. Азотная (аб)
8. Азотная (аб)
9. Азотная (аб)
10. Азотная (аб)

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 ПС 110 кВ
⊙	Реконструкция ПС 35 кВ
⊙	Реконструкция и строительство ВЛ 110 кВ
⊙	Реконструкция и строительство ВЛ 110 кВ
⊙	Реконструкция и строительство ВЛ 35 кВ

Мероприятия выносятся за период СМПР 2020-2024

Приложение № 8
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2020–2024 годы

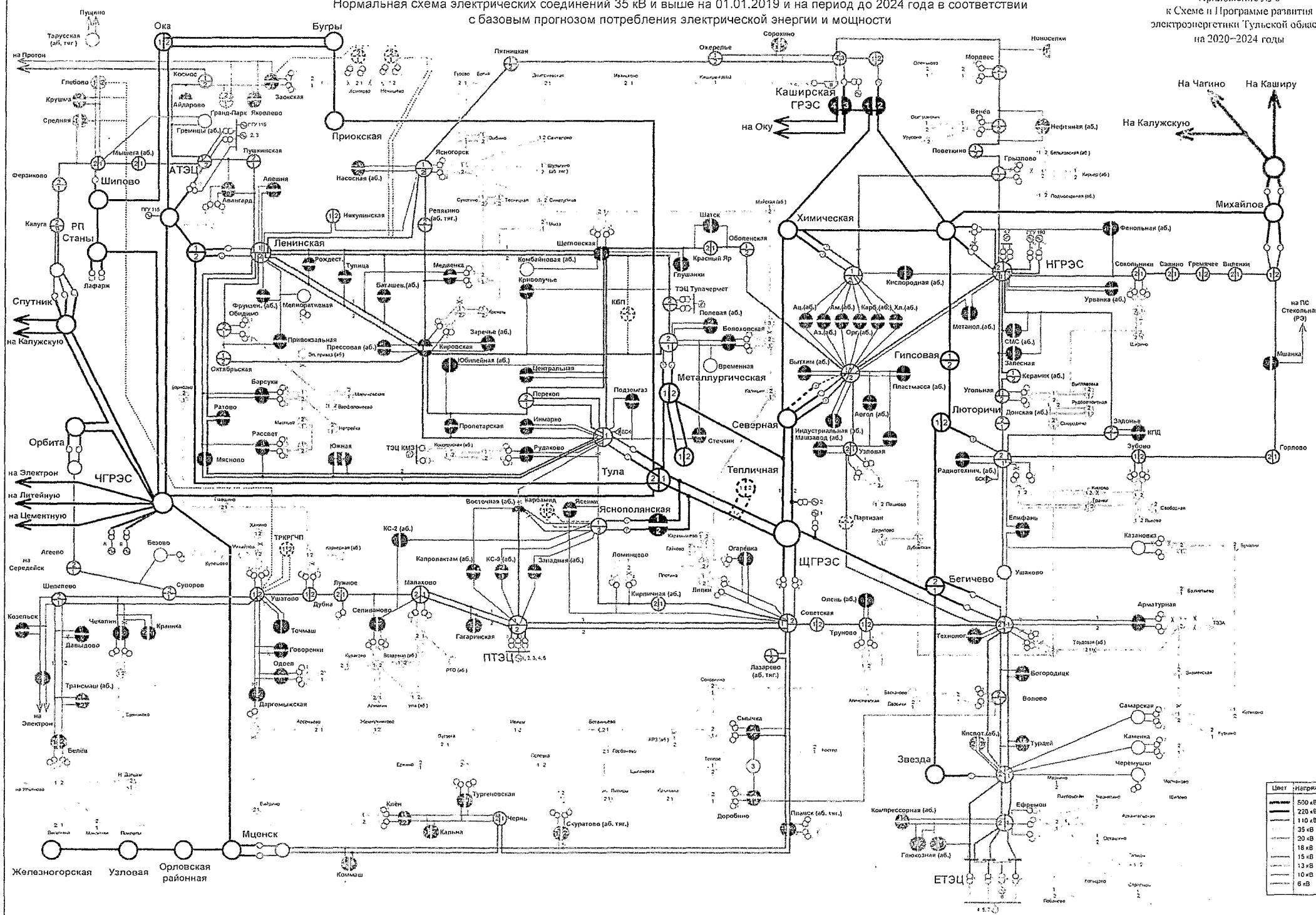


СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2020-2024 ГОДЫ
 Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2019 и на период до 2024 года в соответствии
 с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности

Приложение № 9
 к Схеме и Программе развития
 электроэнергетики Тульской области
 на 2020-2024 годы

