



ПРАВИТЕЛЬСТВО ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 30.04.2021 № 233

Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2022-2026 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 2022-2026 годы (приложение).

2. Признать утратившим силу пункт 1 постановления правительства Тульской области от 29.04.2020 № 199 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2021-2025 годы».

3. Постановление вступает в силу со дня официального опубликования, за исключением пункта 2 постановления, вступающего в силу с 1 января 2022 года.

Первый заместитель Губернатора
Тульской области – председатель
правительства Тульской области



В.В. Шерин

Приложение
к постановлению правительства
Тульской области

от 30.04.2021

№ 233

**СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики
Тульской области на 2022-2026 годы**

Содержание

Введение	6
1. Общая характеристика Тульской области	7
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Тульской области.	22
2.1. Характеристика энергосистемы Тульской области	22
2.1.1. Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	24
2.1.2. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	24
2.1.3. ООО «Щекинская ГРЭС»	25
2.1.4. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей	25
2.1.5. Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	26
2.1.6. Территориальные сетевые организации Тульской области	30
2.1.7. Энергосбытовые организации Тульской области	31
2.2. Динамика изменения уровней электропотребления и максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2016-2020 годы	32
2.3. Структура электропотребления за 2016-2020 годы	33
2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности	35
2.4. Анализ балансов мощности и электроэнергии энергосистемы Тульской области за 2016-2020 годы	37
2.4.1. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и видам генерирующего оборудования за 2020 год	41
2.5. Основные характеристики электросетевого хозяйства Тульской области	44
2.6. Анализ произведенных в 2020 году вводов, реконструкций электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области	47
2.7. Основные внешние электрические связи энергосистемы Тульской области	51
2.7.1. Анализ отчетного потокораспределения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на зимний/летний максимум нагрузок за 2020 год	52
2.8. Анализ основных проблем функционирования энергосистемы Тульской области	57
2.9. Анализ загрузки питающих центров напряжением 110-220 кВ	57
2.9.1. Оценка загрузки центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области	57
2.9.2. Оценка загрузки центров питания 110 кВ энергосистемы Тульской области	63

2.10.	Анализ уровней напряжения и состояние степени компенсации реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области.....	65
2.11.	Оценка существующих уровней токов короткого замыкания.....	65
	на шинах 110 кВ и выше объектов энергосистемы Тульской области.....	65
2.12.	Анализ развития генерирующих мощностей и режимов работы электростанций энергосистемы Тульской области за 2016-2020 годы	65
2.13.	Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Тульской области за 2016-2020 годы	70
2.14.	Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2016-2020 годы.....	73
2.15.	Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных генерирующих компаний на территории Тульской области в 2020 году.....	74
2.16.	Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2016-2020 годы	75
3.	Основные направления развития электроэнергетики Тульской области на 2021–2026 годы.....	78
3.1.	Исходные данные и принятые допущения.....	78
3.2.	Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Тульской области на 2021-2026 годы	90
3.2.1.	Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Тульской области с выделением крупных потребителей.	92
3.3.	Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области на 2021-2026 годы..	94
3.4.	Расчеты электрических режимов сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2021-2026 годы	96
3.5.	Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2026 года	120
3.5.1.	Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2026 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности	120
3.5.2.	Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности.....	137
3.6.	Анализ надежности схемы отдельных подстанций классом напряжения 110 кВ	154
3.7.	Расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2026 года	155
3.8.	Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2026 года	156
3.9.	Мероприятия, направленные на снижение износа энергетической инфраструктуры энергосистемы Тульской области	157
3.10.	Анализ схемно-режимной ситуации в энергосистеме	159

Тульской области при потере питания со стороны ПС 220 кВ Протон	159
3.11. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области.....	160
3.12. Плановые значения показателя надежности услуг по передаче электрической энергии, оказываемых территориальными сетевыми организациями, действующими на территории Тульской области.....	172
3.13. Развитие источников генерации Тульской области на 2021–2026 годы.....	172
3.13.1. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2026 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности.....	172
3.13.2. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2026 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности	173
3.13.3. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2026 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности	173
3.13.4. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2026 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности	174
3.13.5. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)	174
3.14. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования	179
3.15. Прогноз потребления тепловой энергии на 2021–2026 годы с выделением крупных потребителей	179
3.16. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2021–2026 годы	181
3.17. Определение территорий перспективного развития когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ в Тульской области	184
3.18. Анализ включения генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу	188
4. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям.....	188
5. Схема развития электроэнергетики Тульской области.....	191
6. Список сокращений, используемых в тексте.....	191

Приложения к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2022-2026 годы:

приложение № 1. Перечень существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2026 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 500 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2021–2026 годы. Сводные данные по развитию электрических сетей;

приложение № 6. Результаты анализа токовых загрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках базового и регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в период 2021–2026 годов;

приложение № 7. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 35 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 8. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 35 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 9. Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2021 и на период до 2026 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 10. Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2021 и на период до 2026 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности.

Введение

Схема и Программа развития электроэнергетики Тульской области на 2022–2026 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 № 1 от 09.02.2021 на выполнение научно-исследовательской работы по теме «Схема и программа развития электроэнергетики Тульской области на 2022–2026 годы», заключенного между министерством жилищно-коммунального хозяйства Тульской области и АО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ».

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

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

пригородных и дальних пассажирских поездов. По территории области курсирует 77 пригородных поездов по 28 маршрутам. Наиболее интенсивные перевозки на железнодорожном транспорте наблюдаются в агломерациях г. Новомосковска и г. Тулы.

По состоянию на 01.01.2021 общая протяженность автомобильных дорог составляет 14338,55 км, в том числе регионального или межмуниципального значения — 4323,39 км, федерального значения — 729,30 км, местного значения — 9285,86 км.

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

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

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

Таблица 1.1. Основные данные по численности населения Тульской области

Численность населения по состоянию на 01.01.2021, тыс. человек		
Всего	в том числе	
	городское	сельское
1449,115	1082,882	366,233

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 2021 года.

Таблица 1.2. Наиболее крупные населенные пункты Тульской области

Наименование муниципального образования	Численность населения, тыс. человек	Наименование муниципального образования	Численность населения, тыс. человек
1	2	1	2
Город Тула	535,7	Город Кимовск Кимовского района	25,1
Город Новомосковск	133,0	Город Киреевск Киреевского района	26,3
Город Донской	61,5	Город Суворов	17,0

1	2	1	2
		Суворовского района	
Город Алексин	66,2	Город Ясногорск Ясногорского района	15,0
Город Щекино Щекинского района	56,3	Город Плавск Плавского района	15,6
Город Узловая Узловского района	49,2	Город Венев Веневского района	13,7
Город Ефремов	54,2	Город Белев Белевского района	12,5
Город Богородицк Богородицкого района	30,2	-	-

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 по итогам 2020 года составил 112,4%, это второе место в ЦФО и пятое место в России. Рост промышленного производства региона обеспечен обрабатывающими отраслями, доля которых в объеме отгруженных товаров составляет 69,4%.

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 расположены 22 действующих предприятия оборонной промышленности, на которых заняты 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 химической промышленности региона в 2020 году индекс производства составил 101,9% по сравнению с 2019 годом.

В 2020 году продолжена реализация крупных инвестиционных проектов в одном из ведущих предприятий химической отрасли ОАО «Щекиноазот» - проекты «Комплекс производств азотной кислоты мощностью 270 тысяч тонн в год и аммиачной селитры мощностью 340 тысяч тонн в год» и «Производство метанола мощностью 500 тысяч тонн в год».

В металлургической промышленности индекс производства за 2020 год составил 112,8% по отношению к 2019 году.

В 2020 году АО «Тулачермет» установило собственный рекорд по выплавке чугуна при работе двумя доменными печами. За год предприятие произвело 2,607 млн т чугуна, что на 244 тыс. т превышает результат 2019 года.

В структуре регионального промышленного выпуска значимую долю составляет целлюлозно-бумажное производство, представленное такими предприятиями, как филиалы ООО «ЭсСиТи» в г. Веневе и г. Советске, ООО «Алексинская бумажно-картонная фабрика», ЗАО «ГОТЭК Центр». Индекс производства за 2020 год составил 99,3%.

В легкой промышленности наблюдается разнонаправленная динамика по индексам производства текстильных изделий (97,2%), производства одежды (113,3%), производства кожи и изделий из кожи, производства обуви (93,2%).

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 21 декабря 2020 года № 800 «Вопросы Государственного Совета Российской Федерации» созданы комиссии по направлениям социально-экономического развития страны. Комиссию Государственного Совета Российской Федерации по направлению «Промышленность» возглавил Губернатор Тульской области А.Г. Дюмин.

В рамках работы соответствующих структур Государственного Совета Российской Федерации в 2020 году проведены 3 заседания и порядка 20 мероприятий, на которых обсуждались проблемные вопросы, сдерживающие развитие промышленности, и выработывались соответствующие управленческие решения.

Одним из важнейших решений стало квотирование государственных закупок продукции у производителей российских товаров для обеспечения нужд национальных проектов, принятое 31 июля 2020 года Государственной Думой Российской Федерации в виде поправок к Федеральному закону от 5 апреля 2013 года № 44-ФЗ «О контрактной системе в сфере закупок товаров, работ, услуг для обеспечения государственных и муниципальных нужд» и Федеральному закону от 18 июля 2011 года № 223-ФЗ «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц».

Эти поправки могут стать эффективной мерой поддержки по сбыту предприятиями оборонно-промышленного комплекса своей гражданской продукции, произведенной в рамках диверсификации.

Многие инициативы нашли отражение в разработанном Правительством Российской Федерации Едином плане по достижению национальных целей развития Российской Федерации на период до 2024 года и на плановый период до 2030 года.

По другим инициативам также велись активные дискуссии с привлечением экспертного сообщества и деловых объединений.

В рамках реализации национального проекта «Производительность труда» на базе творческого индустриального кластера «Октава» официально открыта региональная учебно-тренировочная площадка «Фабрика процессов» и доступна на бесплатной основе для рабочих групп предприятий-участников проекта. На учебно-тренировочной площадке осваивают практические навыки оптимизации производственных процессов. За время деятельности Фабрики обучено около 240 сотрудников предприятий-участников.

В рамках национального проекта «Производительность труда» проведено обучение 364 руководителей и сотрудников предприятий инструментам бережливого производства. Кроме того, с июля 2020 года в регионе разработана и действует адресная поддержка повышения производительности труда.

Главным результатом 2020 года в сфере научной и инновационной деятельности стало создание научно-образовательного центра (далее – НОЦ) мирового уровня «ТулаТЕХ», который был поддержан по итогам конкурса, проводимого Министерством науки и высшего образования Российской Федерации.

НОЦ сформирован на основе кооперации ведущих научно-образовательных организаций и промышленных предприятий Тульской области и ключевых партнеров из других субъектов Российской Федерации.

Основные задачи Тульского НОЦ:

улучшение кооперации университетов и научных школ с реальным сектором экономики;

создание привлекательных условий для работы в стране российским и зарубежным ведущим ученым, а также молодым перспективным исследователям;

увеличение внутренних затрат на научные исследования и разработки, в том числе за счет привлечения внебюджетных источников.

Ключевое направление НОЦ – оборонные технологии с применением комплексных передовых разработок в сферах управляемого высокоточного оружия и ракетного вооружения.

Для обеспечения полного цикла работы НОЦ созданы три базовых направления, в которых имеется значительный научно-технический задел:

МАШтех – комплексные передовые разработки в сферах горного, транспортного и точного машиностроения;

ХИМтех – мономеры и полимеры, композитные материалы и функциональные покрытия;

ЭКОБИОтех – разработки в области технологий и продуктов биоорганического синтеза, технологий снижения эмиссии и ликвидации накопленного экологического ущерба, экологического мониторинга.

В рамках деятельности НОЦ запланировано создание сети научно-исследовательских лабораторий, центров развития компетенций и инжиниринговых центров.

Непосредственными участниками НОЦ «ТулаТЕХ» стали 11 предприятий и 6 ведущих университетов, имеющих компетенции в упомянутых научных и технологических направлениях.

В 2021 году будет продолжена реализация региональных проектов «Производительность труда» и «Промышленный экспорт», предусмотренных государственной программой Тульской области «Развитие промышленности в Тульской области», утвержденной постановлением правительства Тульской области от 23.07.2015 № 343.

Также будет продолжена реализация мер поддержки промышленных предприятий.

В строительном комплексе Тульской области функционируют 2269 строительных организаций.

Объем работ и услуг, выполненных собственными силами организаций по виду деятельности «строительство», за 2020 год на территории области составил 91,620 млрд рублей.

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

Один из ключевых показателей национального проекта «Жилье и городская среда» – увеличение объема жилищного строительства до 2030 года. Для Тульской области этот показатель позволяет достичь к 2030 году годового ввода жилья в размере 892 тыс. м².

В 2020 году ввод жилья в регионе составил 679,4 тыс. м², что превышает на 13% установленный целевой показатель по вводу жилья на 2020 год – 600 тыс. м², из них физическими лицами построено 318 тыс. м², многоквартирных

домов – 361,4 тыс. м². Прослеживается рост ввода многоквартирных домов по сравнению с прошлым годом почти в 1,5 раза.

Другим важным направлением жилищной политики Тульской области является урегулирование обязательств застройщиков, признанных банкротами, перед обманутыми гражданами-участниками долевого строительства.

В целях обеспечения прав указанной категории граждан по решению Правительственной комиссии по экономическому развитию и интеграции, созданной постановлением Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2009 г. № 1166, при участии ПАО АКБ «Российский капитал» была произведена достройка незавершенных объектов строительства ГК «СУ-155», признанной банкротом, в объеме более 1600 жилых помещений, из которых порядка 830 приобретены гражданами. В 2020 году при поддержке АО «ДОМ.РФ» начато строительство 5 проблемных объектов, возводимых застройщиком-банкротом ООО «СК Фаворит». Плановый срок завершения работ 2021-2022 годы.

Одним из приоритетных направлений жилищной политики Тульской области является ликвидация аварийного жилищного фонда на территории региона. Во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года», в целях реализации национального проекта «Жилье и городская среда» постановлением правительства Тульской области от 29.12.2018 № 598 «Об утверждении государственной программы Тульской области «Обеспечение доступным и комфортным жильем населения Тульской области» утверждена региональная программа Тульской области «Переселение граждан из непригодного для проживания жилищного фонда».

Тульской областью принято обязательство по ускоренной реализации программы переселения граждан из аварийного жилищного фонда. Заявка одобрена Фондом содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства. В срок до 31.12.2023 планируется расселить 105,5 тыс. м² аварийного жилья, переселить 5,3 тыс. человек.

По состоянию на 01.01.2021 накопительным итогом с 2019 года расселено 45,6 тыс. м², из них:

28,2 тыс. м² расселено в рамках программных мероприятий, в том числе в 2020 году расселено 24,11 тыс. м² аварийного жилья, 1,21 тыс. человек;

21,4 тыс. м² расселено за счет средств региона.

В соответствии с основными целями и задачами развития Российской Федерации и Тульской области приоритетными направлениями остаются создание условий для повышения качества жизни населения, в том числе

путем развития социальной инфраструктуры – строительства учреждений в сфере образования, здравоохранения, спорта. Общий объем бюджетных средств, направленный на строительство объектов социальной сферы, в 2020 году составил более 7 млрд рублей.

В 2020 году продолжались строительно-монтажные работы по проекту «Строительство Тульского областного перинатального центра», стоимость объекта 4 млрд рублей, срок завершения работ в 2021 году.

Министерство строительства Тульской области выступает как главный распорядитель средств бюджета Тульской области по наиболее крупным объектам, а также как координатор при строительстве социальных объектов в различных сферах. В 2020 году введены в эксплуатацию семь детских садов. Для занятий физической культурой и спортом на территории области в рамках программы «Газпром-детям» в 2020 году в г. Туле построен объект «Ледовый дворец», начато строительство трех физкультурно-оздоровительных комплексов с игровыми залами (г. Одоев, г. Тула), продолжается строительство спортивного сооружения «Тула-Арена».

В 2021 году планируется строительство 32 объектов в различных социальных сферах за счет средств бюджетов различных уровней и внебюджетных источников.

В рамках реализации национального проекта «Здравоохранение» в 2021 году начато строительство объекта «Онкологический центр в г. Туле», в рамках реализации национальных проектов «Образование» и «Демография» в 2021 году планируется строительство одного детского сада (г. Тула) и трех школ (г. Донской, г. Тула).

На территории Тульской области в 2021-2025 годах планируется строительство 56 новых фельдшерско-акушерских пунктов, 89 – взамен существующих, строительство двух новых амбулаторий, двух кабинетов врача общей практики, строительство трех поликлиник взамен уже существующих.

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

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

системная застройка, комплексное развитие территорий жилой застройкой;

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.

С целью развития и популяризации малого и среднего предпринимательства в Тульской области реализуется комплекс мер поддержки регионального бизнеса в рамках государственной программы Тульской области «Развитие малого и среднего предпринимательства в Тульской области», утвержденной постановлением правительства Тульской области от 30.10.2013 № 602.

По состоянию на 01.01.2021 в реестр получателей государственной поддержки внесены сведения о 16922 субъектах малого и среднего предпринимательства (финансовая поддержка оказана 515 субъектам, консультационная поддержка оказана 11201 субъекту, поддержку в сфере образования получили 4769 субъектов, информационная поддержка оказана 112 субъектам, поддержка в области инноваций и промышленного производства оказана 112 субъектам, поддержка субъектов малого и среднего предпринимательства, осуществляющих внешнеэкономическую деятельность, оказана 184 субъектам, имущественную поддержку получили 29 субъектов).

Общий объем средств, выделенных на программу в 2020 году, составил 465,0907 млн рублей, в том числе 306,5092 млн рублей за счет средств, поступивших из федерального бюджета, 127,9415 млн рублей за счет средств бюджета Тульской области, 30,640 млн рублей за счет средств внебюджетных источников.

Микрокредитной компанией Тульский областной фонд поддержки малого предпринимательства в 2020 году было выдано 424 микрозайма субъектам малого и среднего предпринимательства (в 2019 году выдано 327 микрозаймов, темп роста составил 129,7%) на общую сумму 619,308 млн рублей (в 2019 году микрозаймов выдано на сумму 396,196 млн рублей, темп роста - 156,3%).

Тульским областным гарантийным фондом оказана поддержка в виде предоставления 37 поручительств (в 2019 году выдано 16 поручительств, темп роста составил 231,3%) по кредитным обязательствам предпринимателей на общую сумму 294,7 млн рублей (в 2019 году поручительств выдано на сумму 171,67 млн рублей, темп роста - 171,7%). Это позволило привлечь в сферу малого и среднего предпринимательства 1980,9 млн рублей кредитных ресурсов (в 2019 году привлечено 578,54 млн рублей кредитных ресурсов, темп роста - 342,4%).

Также в рамках программы 54 субъектам малого и среднего предпринимательства просубсидированы затраты на приобретение оборудования в целях создания и (или) развития либо модернизации производства товаров (работ, услуг), а также на финансовое обеспечение затрат, связанных с уплатой первого взноса при заключении договора лизинга в общем объеме 40,0 млн рублей.

Кроме того, в рамках реализации Плана мероприятий по обеспечению устойчивости экономики и поддержке предприятий Тульской области в условиях предупреждения распространения коронавирусной инфекции, утвержденного распоряжением правительства Тульской области от 29.04.2020 № 311-р «О мерах по обеспечению устойчивого развития экономики Тульской области в условиях предупреждения распространения коронавирусной инфекции (COVID-19)», оказана следующая финансовая поддержка в виде предоставления субсидий:

424 субъектам малого и среднего предпринимательства, пострадавшим от распространения новой коронавирусной инфекции (COVID-19), в 2020 году предоставлены субсидии в размере 11,2 млн рублей;

42 субъектам малого и среднего предпринимательства, имеющим статус социального предприятия, предоставлены субсидии на общую сумму 4,1 млн рублей.

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

По состоянию на 31.12.2020 наполняемость корпуса «Мой бизнес» (г. Тула, ул. Кирова, д.135/1) составляла 100% (размещено 39 резидентов и создано 66 рабочих мест), на базе данного корпуса создан IT-кластер для начинающих предпринимателей.

Наполняемость корпуса «Социальный бизнес-инкубатор» (г. Тула, ул. Кирова, 135) составила 70% (размещено 19 резидентов и создано 31 рабочее место).

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

Все региональные организации инфраструктуры поддержки малого и среднего бизнеса располагаются в едином центре «Мой Бизнес».

На этой площадке представлены Тульский региональный фонд «Центр поддержки предпринимательства», Центр поддержки экспорта, Центр инжиниринга, Тульский областной гарантийный фонд, Микрокредитная компания Тульский областной фонд поддержки малого предпринимательства, ГУ ТО «Тульский областной бизнес-инкубатор».

В целях создания доступной и удобной инфраструктуры поддержки предпринимательства в муниципальных образованиях в 2020 году в городах Новомосковск и Ефремов открыты представительства центра «Мой Бизнес». Местные предприниматели, а также хозяйствующие субъекты из близлежащих районов в режиме «одного окна» могут узнать обо всех

государственных мерах поддержки малого и среднего бизнеса, оформить заявку на их получение.

Внедрение новых инструментов поддержки и развития малого и среднего бизнеса будет продолжено в 2021 году.

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

Индустриальный парк «Узловая» располагается между двумя крупнейшими промышленными центрами региона – городами Тула и Новомосковск, на пересечении федеральной трассы М-4 «Дон» и автомобильной дороги Р-140 «Тула-Новомосковск». Площадь индустриального парка составляет более 2000 гектаров. Владельцем земель категории «земли промышленности» является АО «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 ВЛ 110 кВ (2х7,6 км) по договору об осуществлении технологического присоединения к ПС 220 кВ Северная ПАО «ФСК ЕЭС» с выделенным мощности в размере 100 МВт. Создана система оптико-волоконной связи, проходящая по всей территории индустриального парка. В 2017 году территория парка была подключена к системе газоснабжения с выделенной мощностью 14108,5 м³/час. В 2019 году подписан договор об осуществлении технологического присоединения к существующему стальному подземному газопроводу высокого давления диаметром 530 мм, проложенному на выходе ГРС Новомосковская с АО «Газпром газораспределение Тула» на 119436 м³/час (объем потребления индустриального парка – 37%). Установлены три базовые станции сотовой связи различных операторов. В 2018 году было осуществлено подключение к системе хозяйственно-питьевого водоснабжения

с разрешенной мощностью 6000 м³/сутки. Построены два коллектора отведения очищенных хозяйственно-бытовых, промышленных и ливневых стоков. В 2021 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 разместился на площади в 218 га. Проектная мощность завода составит 150 тысяч автомобилей в год, запуск производства выполнен в мае 2019 года. Вторым размещенным резидентом индустриального парка является ООО «ГК Кволити», занимающееся производством модифицированного крахмала (обойного клея).

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

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

В настоящее время территория ОЭЗ ППТ «Узловая» оснащена основными видами энергоресурсов: электроэнергией от ПС 110 кВ Индустриальная, водоснабжением в объеме 4000 м³/сутки, газоснабжением в объеме 12000 м³/час и 75244,68 м³/час, построены четыре коллектора отведения очищенных хозяйственно-бытовых, промышленных и ливневых стоков, создан временный таможенный пост и сети связи.

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

В настоящее время на территории ОЭЗ ППТ «Узловая» размещены 18 резидентов, пять из которых уже начали промышленное производство продукции, еще один находится в стадии активного строительства, остальные – в стадии проектирования предприятий. В 2020 году завершено строительство производств ООО «Тензограф».

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. м² 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 и участка № 1 внутриквартальной дороги к ранее сданным домам. Заключен договор с инвестором на продолжение строительства данного района.

Территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов»

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

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

ООО «Ефремов-Фарма» - полный цикл разработки и крупнотоннажного производства активных фармацевтических субстанций, получаемых методом биотехнологического синтеза;

ООО «ПромБиоТехнологии» - строительство завода по глубокой переработке фуражных зерновых культур;

ООО «Листер» - строительство производства профессиональных инновационных дезинфицирующих средств;

ООО «Мясная компания АСТРА» - строительство производства мясной продукции;

ООО «Тульский завод растительных масел» - строительство маслоэкстракционного завода;

ООО «БВК Техно Групп» - производство животного белка на основе технологии микробиологического синтеза;

ООО «БиоКор» - создание современного биотехнологического комбината по производству концентрированных белковых кормопродуктов и молочной кислоты;

ООО «Биоинтех» - изготовление сложного технологического оборудования из нержавеющей стали;

ООО «ТауФарм» - создание инновационного рыбоводческого хозяйства по выращиванию рыбы;

ООО «Компас Фудс» - реконструкция завода по производству замороженных полуфабрикатов из мяса птицы;

ООО «Куриное царство» - строительство завода по убою и переработке бройлеров;

ООО «Черкизово-МП» - строительство завода по убою и переработке свиней.

В мае 2018 года на Петербургском международном экономическом форуме правительством Тульской области и ООО «Каргилл» подписано соглашение о сотрудничестве по созданию в городе Ефремове биотехнологического кластера. В рамках создания биокластера уже реализуются семь инвестиционных проектов:

ООО «ПромБиоТехнологии» - строительство завода по глубокой переработке фуражных зерновых культур;

ООО «Ефремов-Фарма» - полный цикл разработки и крупнотоннажного производства активных фармацевтических субстанций, получаемых методом биотехнологического синтеза;

ООО «Тульский завод растительных масел» - строительство маслоэкстракционного завода;

ООО «БиоКор» - создание современного биотехнологического комбината по производству концентрированных белковых кормопродуктов и молочной кислоты;

ООО «Биоинтех» - изготовление сложного технологического оборудования из нержавеющей стали;

ООО «ТауФарм» - создание инновационного рыбоводческого хозяйства по выращиванию рыбы;

ООО «Компас Фудс» - реконструкция завода по производству замороженных полуфабрикатов из мяса птицы.

Для эффективного функционирования биотехнологического кластера, а также снятия инфраструктурных ограничений правительством региона направлена заявка в НО «Фонд развития моногородов» на софинансирование строительства автомобильной дороги. Стоимость строительства – 202 млн рублей, участие Фонда составит 163 млн рублей.

Планируется построить двухполосную дорогу протяженностью более 3 км.

Территория опережающего социально-экономического развития «Алексин»

В соответствии с Федеральным законом от 29 декабря 2014 года № 473-ФЗ «О территориях опережающего социально-экономического развития в Российской Федерации», постановлением правительства Российской Федерации от 12 апреля 2019 г. № 430 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Алексин» на территории муниципального образования город Алексин создана территория опережающего социально-экономического развития «Алексин» (ТОСЭР «Алексин»). Ее функционирование будет обеспечивать достижение стабильного социально-экономического развития муниципального образования путем привлечения инвестиций и создания новых рабочих мест.

На данный момент на территории ТОСЭР «Алексин» свою деятельность осуществляют семь резидентов.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Тульской области

2.1. Характеристика энергосистемы Тульской области

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

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

Основу электроэнергетики Тульской области составляют следующие энергокомпании:

- 1) филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»;
- 2) филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»;
- 3) ООО «Щекинская ГРЭС»;
- 4) филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей (220-500 кВ);
- 5) филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (0,4-6(10) -35-110 кВ);
- 6) АО «Тульские городские электрические сети» (0,4-6(10) кВ);
- 7) ОАО «Щекинская городская электросеть» (0,4-6(10) кВ);
- 8) ООО «ПромЭнергоСбыт» (0,4-6(10) кВ);
- 9) ООО «Энергосеть» (0,4-6(10) -110 кВ);
- 10) АО «Алексинская электросетевая компания» (0,4-6(10) кВ).

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

На территории Тульской области располагаются электростанции промышленных предприятий:

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

В таблице 2.1 представлена суммарная протяженность ЛЭП 110-220 кВ, количество ПС 110-220 кВ и суммарная установленная мощность трансформаторного оборудования 110-220 кВ в целом по энергосистеме Тульской области на 01.01.2021.

Таблица 2.1. Суммарная протяженность ЛЭП 110-220 кВ, количество ПС 110-220 кВ и суммарная установленная мощность трансформаторного оборудования 110-220 кВ в целом по энергосистеме Тульской области на 01.01.2021

Классификация основных средств	филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»			филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС			ЛЭП 110 кВ ООО «Энергосеть»		Абонентские ПС		Итого по		
	МВА	км	шт.	МВА	км	шт.	км	шт.	МВА	шт.	МВА	км	шт.
Электрические подстанции, всего:													
ПС 220 кВ				2995		10			415	4	3410		3420
ПС 110 кВ	3534,1		91						3251	46	6785,1		6876,1
Линии электропередачи, всего:		2728,68	161		990,18	32	41,824	3				3760,68	196
Воздушные линии, всего:		2710,58	161		990,18	32	41,824	3				3742,58	196
ВЛ 220 кВ					990,18	32						990,18	32
ВЛ 110кВ		2710,58	161				41,824	3				2752,4	164
Кабельные линии, всего:		18,1										18,1	0
КЛ 110 кВ		18,1										18,1	0

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

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

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 очередей станции в объеме 42 Гкал/ч. Общая установленная тепловая мощность станции составляет 172 Гкал/ч.

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

Основные характеристики генерирующего оборудования Черепетской ГРЭС на 01.01.2021 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	
		2019	2020		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
Черепетская ГРЭС	450/172	-	8,4	1953	346,65	188,2

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, за исключением введенных в эксплуатацию ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС и ПГУ-1 Алексинской ТЭЦ, которые работают блочно).

Основные характеристики генерирующего оборудования филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» на 01.01.2021 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	
		2019	2020		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
НГРЭС	233,65/302,4	28,6	30,4	1934	225,2	189,4
АТЭЦ	165,158/231	69,5	39,5	1941	265,2	178,9
ЕТЭЦ	135/436	93,0	95,1	1933	443,7	158,9

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

2.1.3. ООО «Щекинская ГРЭС»

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

Основные характеристики генерирующего оборудования Щекинской ГРЭС на 01.01.2021 представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/ Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2019	2020		на ЭЭ г/кВт·ч	на ТЭ кг/Гкал
Щекинская ГРЭС	400/0	0,9	0,5	1950	501,4	175,8

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 2995 МВА;

2) 2 участка воздушных линий электропередачи классом напряжения 500 кВ общей протяженностью 277,21 км;

3) 32 линия электропередачи классом напряжения 220 кВ общей протяженностью 990,18 км.

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

По сети 220 кВ Приокского ПМЭС осуществляется транспорт электроэнергии в филиал «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.

Структура Филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» представлена на рисунке 2.1.



Рисунок 2.1. Структура Филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Общая протяженность ЛЭП 0,4-110 кВ в одноцепном исполнении составляет 34740,2 км, из них ВЛ 110 кВ 2710,58 км.

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

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

Информация о составе основных средств филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2019–2020 годах представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5. Информация о составе основных средств филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Классификация основных средств	2019			2020		
	МВА	км	шт.	МВА	км	шт.
Электрические подстанции, всего:	5761,29		8637	5819,64		8709
ПС 110 кВ	3520,6		91	3534,1		91
ПС 35 кВ	721,8		82	725,8		83
КТП	1532,89		8464	1559,74		8537
Линии электропередачи, всего:		34462,2	20703		34740,4	21052
Воздушные линии - всего:		33201,41	17965		33412,65	18116
ВЛ 110 кВ		2714,7	162		2710,58	161
ВЛ 35 кВ		2160,62	135		2167,47	135
ВЛ 6(10) кВ		14066,78	1174		14114,69	1173
ВЛ 0,4 кВ		14259,31	16494		14419,89	16647
Кабельные линии, всего:		1260,79	2738		1327,78	2936
КВЛ 110 кВ		18,1	0		18,10	0
КЛ 35 кВ		0	0		0	0
КЛ 6(10) кВ		683,88	780		750,94	892
КЛ 0,4 кВ		558,81	1958		558,73	2044

Оценка технического уровня электросетевых объектов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6. Технический уровень электросетевых объектов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Показатель	Количество подстанций			
	ПС 110 кВ Всего 91ед.		ПС 35 кВ Всего 83 ед.	
	Единица измерения			
	штук	%	штук	%
1	2	3	4	5
Отсутствие РПН полностью на всех трансформаторах или на нескольких	6	7	46	57
Отсутствие резервного питания ПС по высокой стороне	8	9	10	12
Однотрансформаторные подстанции	11	12	18	22
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, 22% 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 Даргомьжская, ПС 110 кВ Черёмушки.

Подстанции на ОД и КЗ 110 кВ (25 ПС 110 кВ): ПС 110 кВ Глушанки, ПС 110 кВ Заокская, ПС 110 кВ Яковлево, ПС 110 кВ Подземгаз, ПС 110 кВ Временная, ПС 110 кВ Авангард, ПС 110 кВ Рождественская, ПС 110 кВ Алешня, ПС 110 кВ Мелиоративная, ПС 110 кВ Гремячее, ПС 110 кВ

Партизан, ПС 110 кВ КПД, ПС 110 кВ Арматурная, ПС 110 кВ Технологическая, ПС 110 кВ Епифань, ПС 110 кВ Одоев, ПС 110 кВ Доробино, ПС 110 кВ Тургеневская, ПС 110 кВ Говоренки, ПС 110 кВ Кальна, ПС 110 кВ Давыдово, ПС 110 кВ Даргомыжская, ПС 110 кВ Точмаш, ПС 110 кВ Самарская, ПС 110 кВ Черёмушки.

Схемы РУ 110 кВ, выполненные по упрощенным схемам на отделителях и короткозамыкателях, являются морально устаревшими, их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. При выполнении реконструкции, расширения или 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 Новомосковска Тульской области, а также поселков Малиновский, Ширинский, Клин, Гипсовый, Шамотный, Заречье, Энергетиков, Депо, МОГЭС, Западный, 25 лет Химкомбината, Химиков, Энергетиков-2, Новозасецкий, Аварийный, Шпальный; деревень Маклец, Ильинка, Мошок, Урванка, Большое Колодезное, Придонье; поселков шахт №№ 15, 21, 22, 27, 28, 31, 35, 38, п. 1-я Каменецкая Узловского района Тульской области; с. Спасское, д. Ольховец, д. Юдино;
- 3) ОАО «Щекинская городская электросеть» (ОАО «ЩГЭС») – на территории: г. Щекино, р.п. Первомайский, р.п. Огаревка, пос. Лазарево, с. Крапивна, пос. Ломинцевский, д. Ясная Поляна, пос. Социалистический, пос. Головеньковский, с. Селиваново, с. Старая Колпна, пос. Раздолье, пос. Майский, пос. Шахтерский, пос. Октябрьский, пос. Залесный, пос. Рудный, пос. Шахта-20, пос. Шахта-21, пос. Шахта-22, пос. Шахта-24, пос. Прощенный Колодезь, пос. Яснополянские выселки, д. Большая Тросна, пос. Нагорный, пос. Мостовской, д. Малые Озерки, д. Смирное, д. Телятинки, д. Ясенки, ст. Шевелевка, д. Белые Дворы, д. Коровики, д. Грецовка, д. Крапивенская слобода, д. Гниловка, пос. Казначеевский, д. Кресты, пос. 10 Октябрь, с. Мясоедово, д. Горячкино, д. Шевелевка;
- 4) ООО «Энергосеть» – на территории города Узловая, населенных пунктов Узловского района: пос. Дубовка, пос. Партизан, пос. 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 01.01.2020 года приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7. Основные характеристики объектов электросетевого хозяйства ТСО Тульской области на 01.01.2021

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»	1064/675,7	-	79,4	745,7	1174,9	801,4
ООО «ПромЭнергоСбыт»	429/238,7	-	201,9	451,2	418,1	341,6
ОАО «ЩГЭС»	216/112,7	-	134,0	423,0	180,0	118,0
ООО «Энергосеть»	187/101,0	41,8	112,5	354,45	177,4	168,1
АО «АЭСК»	199/110,1	-	34,1	266,9	214,8	136,5

2.1.7. Энергосбытовые организации Тульской области

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

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

Кроме этого, на 01.04.2021 в Тульской области действует 21 энергосбытовая организация, являющаяся субъектами ОРЭМ.

2.2. Динамика изменения уровней электропотребления и максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2016-2020 годы

Объем потребления электрической энергии в энергосистеме Тульской области составил в 2020 году 10,269 млрд кВт·ч, превысив уровень 2016 года на 0,304 млрд кВт·ч (на 3,05%). Среднегодовой темп прироста за период 2016-2020 годы составил по энергосистеме Тульской области 0,8%.

Удельный вес энергосистемы Тульской области в потреблении электрической энергии по ОЭС Центра за рассматриваемый период изменился незначительно и составил в 2020 году 4,3%.

Отчетная динамика потребления электрической энергии за период 2016-2020 годов приведена в таблице 2.8.

Таблица 2.8. Динамика потребления электроэнергии по энергосистеме Тульской области за 2016-2020 годы

Показатель	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	Средне-годовые темпы прироста, %
ОЭС Центра	232,276	238,558	242,565	241,946	239,906	
Годовой темп прироста, %	-	2,70	1,68	-0,26	-0,84	0,3
Энергосистема Тульской области, млрд кВт·ч	9,965	9,851	10,023	10,290	10,269	
Годовой темп прироста, %	-	-1,14	1,75	2,66	-0,20	0,8
Удельный вес в ОЭС Центра, %	4,29	4,13	4,13	4,25	4,28	

Собственный максимум нагрузки в 2020 году составил 1577 МВт. За период 2016-2020 годов наибольшее значение зафиксировано в 2020 году (1577 МВт), наименьшее – в 2016 году (1537 МВт).

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

Таблица 2.9. Динамика изменения максимума/минимума зимних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2016-2020 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
1	2	3	4	5	6	7
2016	1537	25.01.2016 11-00	-17,1	1048	31.12.2016 04-00	-2,3

1	2	3	4	5	6	7
2017	1549	08.02.2017 10-00	-19,3	974	02.01.2017 05-00	0,4
2018	1552	20.12.2018 11-00	-12,0	952	02.01.2018 04-00	1,6
2019	1548	24.01.2019 19-00	-15,8	1060	02.01.2019 05-00	-4,3
2020	1577	10.12.2020 10-00	-9,1	1029	02.01.2021 04-00	-1,5

Таблица 2.10. Динамика изменения максимума/минимума летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2016-2020 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
1	2	3	4	5	6	7
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
2019	1250	21.06.2019 11-00	23,1	839	02.06.2019 05-00	18,4
2020	1234	06.08 11-00	21,0	845	29.06. 05-00	17,9

2.3. Структура электропотребления за 2016-2020 годы

Данные по электропотреблению Тульской области с разделением по группам потребителей в 2016-2020 годах представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11. Структура электропотребления Тульской области в 2016-2020 годах

Группа потребителей	Потребление, млн кВт·ч				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
Промышленное производство	5221,0	5206,9	5260,6	5464,9	5454,9
Производственные сельскохозяйственные потребители и лесное хозяйство	117,1	115,4	124,0	125,4	134,9
Транспорт и связь	94,3	87,5	92,5	93,7	87,3
Строительство	58,1	60,7	69,4	66,2	63,6
Жилищно-коммунальное хозяйство	386,6	385,6	428,0	444,8	462,4
Население	1432,2	1427,7	1419,9	1425,3	1450,1

1	2	3	4	5	6
Бюджетные потребители	317,0	357,6	331,9	334,9	308,1
Прочие виды экономической деятельности	1279,4	1257,6	1321,4	1417,3	1349,2
Потери электрической энергии в распределительных сетях	926,1	821,3	835,2	777,7	799,5
Потери в сетях ЕНЭС	133,5	131,0	140,0	139,8	159,0
ИТОГО электропотребление	9965,2	9851,4	10023,0	10289,9	10269,0

За рассматриваемый период структура потребления электрической энергии по группам потребителей Тульской области изменилась незначительно. Промышленное производство (включая электроэнергетику), жилищно-коммунальное хозяйство, население и бюджетные потребители формируют около 75% общего потребления электрической энергии региона. Объем электропотребления промышленного производства увеличился с 2016 по 2020 годы на 234 млн кВт·ч (на 4,5%). Доля промышленного производства в структуре электропотребления увеличилась за рассматриваемый период на 0,7 процентных пункта.

Прирост потребления электрической энергии в жилищно-коммунальном хозяйстве, населением и бюджетными потребителями составил за рассматриваемый период 84,8 млн кВт·ч (на 4,0%), при этом объем потребления электрической энергии в жилищно-коммунальном хозяйстве увеличился на 19,6%.

В сельскохозяйственном производстве за рассматриваемый период также имел место рост потребления электрической энергии – на 25,75 млн кВт·ч (на 15,2%), что связано с развитием агропромышленного комплекса Тульской области.

Структура электропотребления Тульской области за 2020 год представлена на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2. Структура электропотребления Тульской области за 2020 г., %

2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности

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

АО «НАК «Азот» - один из ведущих производителей азотных удобрений и аммиака в России; ОАО «Щекиноазот» - крупное предприятие по производству промышленной химии. Объемы их электропотребления в совокупном объеме электропотребления Тульской области в 2020 году составляли 14,5% и 7,0% соответственно.

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

Объем потребления электрической энергии рассматриваемых предприятий в суммарном объеме потребления энергосистемы Тульской области составляет в 2020 году около 27%.

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

Таблица 2.12. Объемы потребления электроэнергии крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя	Объем годового потребления электроэнергии, млн кВт·ч				
	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1. АО «НАК «Азот»	1173,5	1176,6	1205,3	1188,4	1148,8
2. ОАО «Щекиноазот»	632,2	630,8	659,1	654,8	623,4
3. АО «Тулачермет»	394,4	386,4	389,1	399,6	405,6
4. ООО «ТУЛАЧЕРМЕТ-СТАЛЬ»	-	-	-	-	283,8
5. ООО «ТК «Тульский»	-	-	-	-	60,3
6. ООО «Каргилл»	218,3	207,3	215,2	216,2	220,5
7. ОАО «РЖД» (по Тульскому региону)	153,6	153,3	154,1	108,9	96,1
8. ПАО «Косогорский металлургический завод»	119,7	124,5	125,3	124,2	122,4
9. АО «Тулагорводоканал»	107,7	108,1	106,9	104,6	103,9
10. ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	107,8	98,8	97,9	96,2	94,1
11. ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	38,1	16,6	19,1	19,1	18,6
12. АО «Тулатеплосеть»	87,0	86,2	85,8	86,7	86,8
13. Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	69,2	60,5	56,4	53,7	57,6
14. АО «Пластик»	53,5	54,0	56,5	56,8	56,2
15. АО АК «Туламашзавод»	54,4	52,6	53,2	56,0	49,4
16. АО «Тульский патронный завод»	40,2	32,1	24,4	20,6	18,6
17. ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	40,3	39,3	41,2	43,4	40
18. ООО «Новомосковский городской водоканал»	30,0	28,9	29,6	29,8	28,4
19. АО «Алексинская бумажно-картонная фабрика»	31,2	21,5	43,8	57,8	63,3
20. АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	24,6	25,5	27,6	26,7	31,3

Таблица 2.13. Объем потребления мощности крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя электрической мощности	Потребление мощности (зимний максимум), МВт				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
1. Максимум (зимний) потребления энергосистемы:	1537	1549	1552	1548	1577
2. АО «НАК «Азот»	134,0	134,0	138,0	136,0	138,0
3. ОАО «Щекиноазот»	72,2	72,0	75,2	74,7	71,0
4. ООО «ТУЛАЧЕРМЕТ-СТАЛЬ»			4,3	37,5	46,7
5. АО «Тулачермет»	45,0	45,0	45,0	46,0	53,0
6. ООО «Каргилл»	30,0	31,0	30,0	30,0	24,9
7. ПАО «Косогорский металлургический завод»	13,6	14,2	14,3	14,2	13,9
8. ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	17,0	17,5	18,2	17,5	16,3
9. ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	10,5	10,5	11,5	10,5	3,0
10. АО «Тулатеплосеть»	30,4	30,7	30,7	30,7	30,7
11. Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	10,5	10,5	9,5	7,0	7,0
12. АО «Пластик»	8,4	6,5	7,5	7,4	8,4
13. АО АК «Туламашзавод»	16,0	16,0	15,0	15,0	15,0
14. АО «Тульский патронный завод»	8,2	8,2	5,5	6,1	5,2
15. ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	9,5	9,5	9,5	9,5	5,7
16. АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	4,6	5,6	6,0	5,6	7,2

2.4. Анализ балансов мощности и электроэнергии энергосистемы Тульской области за 2016-2020 годы

Согласно фактическим замерам собственный максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области за 2016-2020 годы зафиксирован 10.12.2020 в 10-00 и составил 1577 МВт при частоте электрического тока 50,00 Гц и среднесуточной температуре наружного воздуха минус 9,1°С. Максимальная нагрузка электростанций на час прохождения максимума составила 727,03 МВт.

Фактический баланс мощности энергосистемы Тульской области на час прохождения совмещенного с ЕЭС России максимума потребления электрической мощности за период 2016-2020 годов представлен в таблице 2.14.

Таблица 2.14. Фактический баланс мощности энергосистемы Тульской области на час прохождения совмещенного с ЕЭС России максимума потребления электрической мощности за период 2016–2020 годов, МВт

Показатели	2016 г. 20 декабря 17-00	2017 г. 9 января 17-00	2018 г. 24 декабря 17-00	2019 г. 24 января 10-00	2020 г. 25 декабря 17-00
1	2	3	4	5	6
1. Установленная мощность, всего, в том числе:	2 497,15	1 632,15	1 542,15	1 655,65	1 620,31
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	545,65	545,65	455,65	569,15	533,81
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	1 315,00	450	450	450	450
ООО «Щекинская ГРЭС»	400	400	400	400	400
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105
Электростанции промышленных предприятий	131,5	131,5	131,5	131,5	131,5
2. Ограничения, всего, в том числе:	195,43	175,3	213,09	199,55	159,24
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	107,97	83,15	128,45	130,76	71,41
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	0	0	0	0	0
ООО «Щекинская ГРЭС»	0	0	0	0	0
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	38,33	40	34,64	25,8	40,96
Электростанции промышленных предприятий	49,13	52,15	50	42,99	46,87
3. Располагаемая мощность, всего, в том числе:	2 312,83	1 470,84	1 478,96	1 475,24	1 474,27
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	437,68	469,6	459,94	438,39	462,4
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	1 318,93	450	452,12	450,76	450,38
ООО «Щекинская ГРЭС»	400	400	400	400	400
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	73,85	71,88	85,4	97,58	76,86
Электростанции промышленных предприятий	82,37	79,35	81,5	88,51	84,63

1	2	3	4	5	6
Превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании, всего, в том числе	11,11	13,98	149,9	19,14	13,2
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	0	7,1	132,74	0	0
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	3,93	0	2,12	0,76	0,38
ООО «Щекинская ГРЭС»	0	0	0	0	0
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	7,18	6,88	15,04	18,38	12,82
Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
4. Ремонты, всего, в том числе:	200	200	200	0	0
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0	0	0	0	0
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	0	0	0	0	0
ООО «Щекинская ГРЭС»	200	200	200	0	0
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0	0	0	0	0
Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
из них капитальный ремонт	0	0	0	0	0
средний ремонт	0	0	0	0	0
текущий ремонт	200	200	0	0	0
аварийный ремонт	0	0	0	0	0
5. Снижение мощности в связи с ЗРР, всего, в том числе:	17,45	14,88	0	0	0
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	17,45	14,88	0	0	0
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО–Электрогенерация»	0	0	0	0	0
ООО «Щекинская ГРЭС»	0	0	0	0	0
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0	0	0	0	0
Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
6. Консервация, всего, в том числе:	0	0	0	0	0
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	0	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	0	0	0	0	0
ООО «Щекинская ГРЭС»	0	0	0	0	0
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0	0	0	0	0
Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
7. Резерв, всего, в том числе:	1 435,30	526,18	279,17	709,17	735,57
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего	145,3	163,21	79,17	184,48	110,57
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	1090	263,81	0	225	225
ООО «Щекинская ГРЭС»	200	99,16	200	299,69	400
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0	0	0	0	0
Электростанции промышленных предприятий	0	0	0	0	0
8. Нагрузка, всего, в том числе:	660,08	729,77	999,79	766,07	738,7
ТЭС филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», всего «Квадра», всего	274,93	291,51	380,77	253,91	351,83
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	228,93	186,19	452,12	225,76	225,38
ООО «Щекинская ГРЭС»	0	100,84	0	100,31	0
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	73,85	71,88	85,4	97,58	76,86
Электростанции промышленных предприятий	82,37	79,35	81,5	88,51	84,63
9. Собственное потребление	1 437,95	1 427,26	1 481,56	1 534,51	1 519,35
10. Сальдо перетоков мощности (+ прием; - отдача) (п. 9-п. 8)	777,87	697,49	481,77	768,44	780,65

Согласно фактическим замерам максимум потребления мощности за указанный 5-летний период на час прохождения совмещенного с ЕЭС России максимума потребления мощности зафиксирован в 10-00 24.01.2019 и составил 1534,51 МВт, величина генерации составила 766,07 МВт. В момент зафиксированного максимума потребления мощности в 2019 году сальдо перетоков мощности от соседних энергосистем составляло 768,44 МВт.

Согласно фактическим замерам режимного дня в 2019 году (в 18-00 18.12.2019) потребление энергосистемы Тульской области составило 1422 МВт при нагрузке электростанций 658,2 МВт.

Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2016-2020 годы приведен в таблице 2.15.

Таблица 2.15. Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2016-2020 годы, млн кВт·ч

Показатели	2016	2017	2018	2019	2020
1. Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	6 008,4	5 079,7	5 014,5	5 296,1	5 105,0
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	1 623,0	1 618,6	1 602,3	2 270,0	2 247,4
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»	2 964,9	2 097,1	2 060,9	1 632,3	1 485,7
ООО «Щекинская ГРЭС»	259,2	189,7	122,4	137,0	98,7
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	528,3	539,1	571,2	545,9	539,8
Электростанции промышленных предприятий	633,0	635,2	657,7	710,9	733,4
2. Электропотребление	9 965,2	9 851,4	10 023,0	10 289,9	10 269,0
3. Сальдо перетоков электроэнергии «+» - прием, «-» - отдача	3 956,8	4 771,7	5 008,5	4 993,8	5 164,0

Максимальное потребление электрической энергии энергосистемы Тульской области за период 2016-2020 годов отмечено в 2019 году и составило 10289,9 млн кВт·ч при выработке электрической энергии в объеме 5296,1 млн кВт·ч. В 2020 году имело место снижение потребления электрической энергии энергосистемы Тульской области по сравнению с 2019 годом на 0,2%.

2.4.1. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и видам генерирующего оборудования за 2020 год

Выработка электрической энергии электростанциями энергосистемы Тульской области, включая производство электрической энергии электростанциями промышленных предприятий, в 2020 году составила 5105,0 млн кВт·ч (96,4% от факта 2019 года):

- 1) электростанция АО «Интер РАО – Электрогенерация» – 1485,7 млн кВт·ч;
- 2) электростанция ООО «Щекинская ГРЭС» – 98,7 млн кВт·ч;
- 3) электростанции ПАО «Квадра» – 2247,3 млн кВт·ч;
- 4) электростанции промышленных предприятий – 1273,2 млн кВт·ч.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности за 2020 год приведена в таблице 2.16.

Таблица 2.16. Структура выработки электроэнергии в энергосистеме Тульской области по типам электростанций и видам собственности за 2020

Электростанция	Собственник	Выработка за 2020 год, млн кВт·ч	% от общей выработки
Черепетская ГРЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	1 485,7	29,1
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»	98,7	1,9
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	827,2	16,2
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	218,1	4,3
Новомосковская ГРЭС	ПАО «Квадра»	1 202,0	23,5
Первомайская ТЭЦ	ОАО «Щекиноазот»	539,8	10,6
ТЭЦ	Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот»	44,7	0,9
ТЭЦ-ПВС	АО «Тулачермет»	566,3	11,1
ТЭЦ-ПВС	ПАО «Косогорский металлургический завод»	122,4	2,4

Доля выработки электроэнергии электростанций по видам собственности от общей выработки энергосистемы Тульской области за 2020 год приведена на рисунке 2.3.

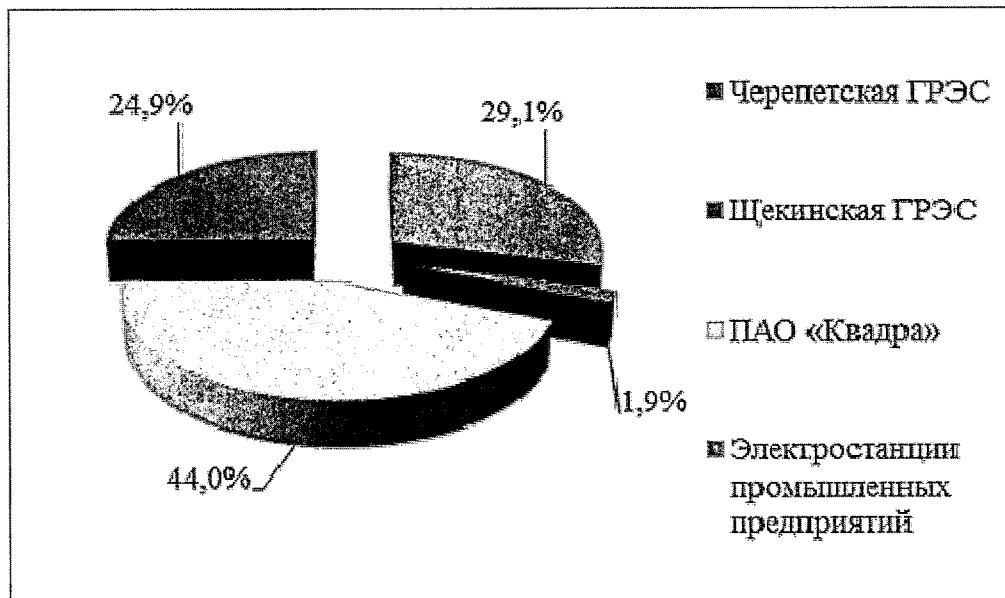


Рисунок 2.3. Доля выработки электроэнергии за 2020 год, %

Структура выработки электроэнергии электростанций энергосистемы Тульской области за 2020 год по видам генерирующего оборудования (млн кВт·ч) приведена на рисунке 2.4.

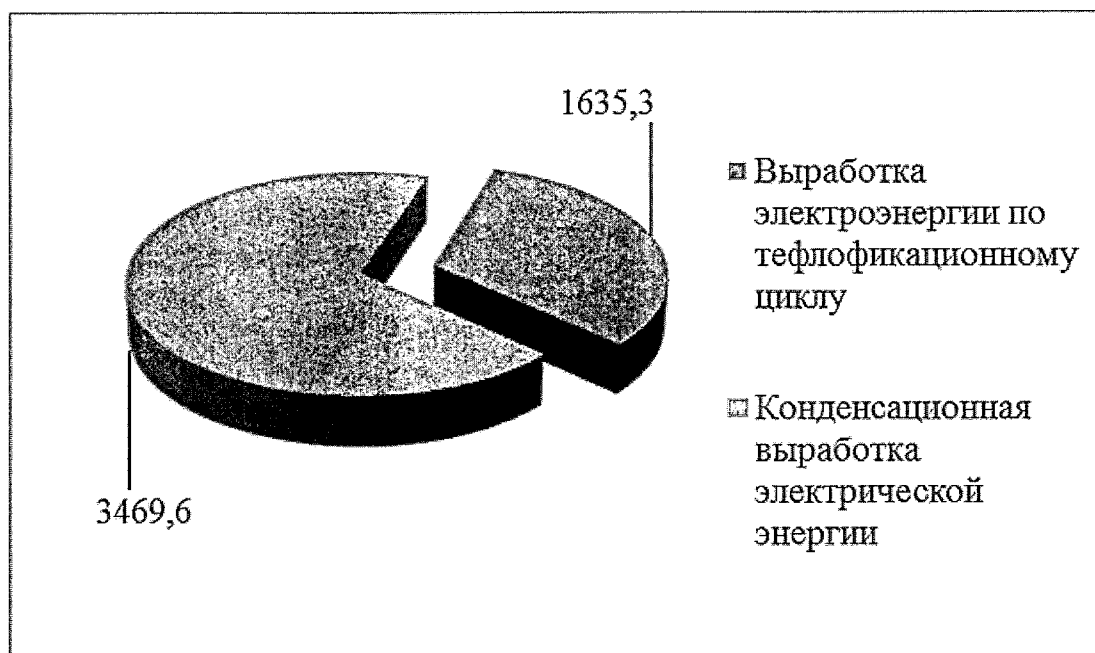


Рисунок 2.4. Структура выработки электроэнергии за 2020 год, млн кВт·ч

Сведения о коэффициенте использования установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области за 2020 год приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) электростанций энергосистемы Тульской области за 2020 год

Наименование	Установленная мощность электростанции на 01.01.2020, МВт	КИУМ, за 2020 год %	Установленная мощность электростанции на 01.01.2021, МВт
Черепетская ГРЭС	450	38	450
Щекинская ГРЭС	400	3	400
Новомосковская ГРЭС	233,65	59	233,65
Алексинская ТЭЦ	156,989	59	165,158
Ефремовская ТЭЦ	160	18	135
Первомайская ТЭЦ	105	59	105
ТЭЦ АО «Тулачермет»	101,5	64	101,5
ТЭЦ ПАО «КМЗ»	24	58	24
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	85	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 2.5 и 2.6 представлена возрастная структура линий электропередачи 110 и 220 кВ энергосистемы Тульской области. В таблице 2.18 приведены данные о количестве линий электропередачи 110 и 220 кВ, срок эксплуатации которых превышает нормативный срок в 25 лет.

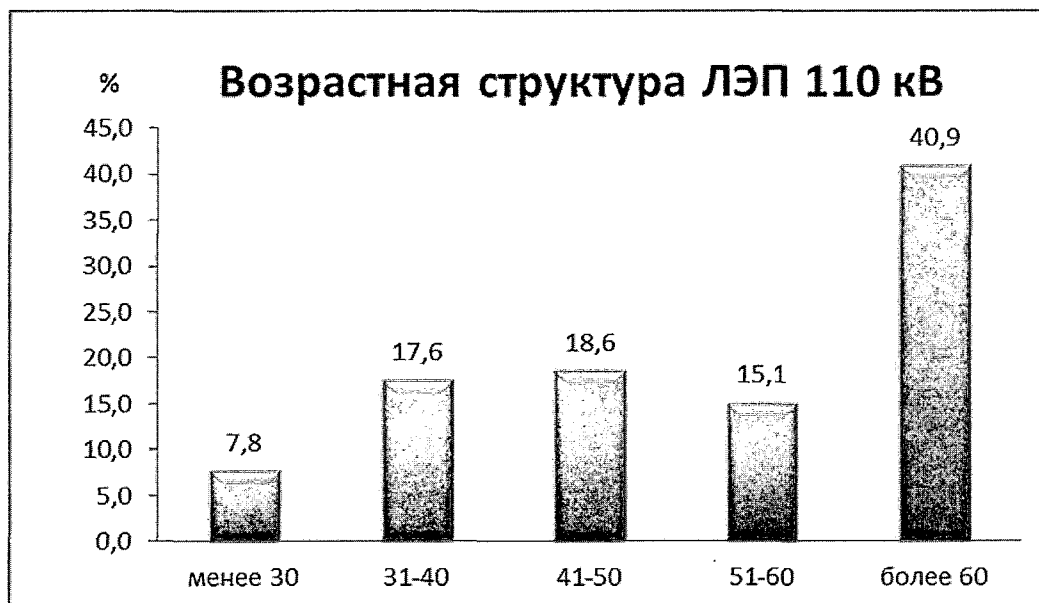


Рисунок 2.5. Возрастная структура линий электропередачи 110 кВ энергосистемы Тульской области

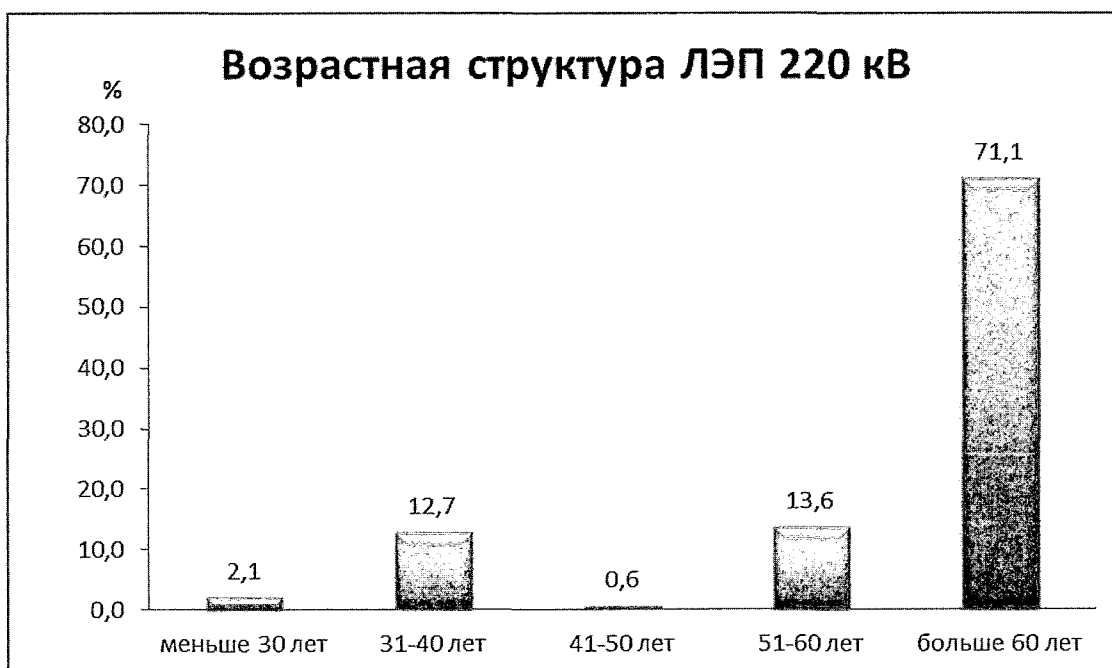


Рисунок 2.6. Возрастная структура линий электропередачи 220 кВ энергосистемы Тульской области

Таблица 2.18 Возрастная структура линий электропередачи 110 и 220 кВ на 01.01.2021

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	20,94	125,62	5,48	134,58	703,56
То же, %	2,11	12,69	0,55	13,59	71,05
ВЛ 110 кВ общая протяженность, км	211,6	480,8	508,4	410,9	1117,2
То же, %	7,8	17,6	18,6	15,1	40,9

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 2.19).

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

Наименование энергообъекта	Характеристика объекта	Год реконструкции	Техническое обоснование необходимости реализации мероприятия
1	2	3	4
1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск, протяженностью по трассе 0,8 км	0,8 км	2022	акт технического освидетельствования от 30.05.2020
2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово - Мясново, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная с заменой опор, провода, изоляторов для увеличения пропускной способности на участке ВЛ 110 кВ Ратово - Мясново (протяженность 26,85 км)	26,85 км	2025	акт технического освидетельствования от 18.10.2019
3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей,	20,0 км	2023	акт технического освидетельствования от 27.09.2019

1	2	3	4
протяженностью по трассе 20,0 км			
4. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей, протяженностью по трассе 8,7 км	8,7 км	2023	акт технического освидетельствования от 27.09.2019
5. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк, протяженностью по трассе 29,44 км	29,44 км	2023	акт технического освидетельствования от 27.09.2019
6. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново - Советская	3,0 км, 18 км	2021, 2023	акт технического освидетельствования от 28.01.2020
7. Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	18,0 км	2024	акт технического освидетельствования от 06.09.2019
8. ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Лазарево	12,0 км	2024	акт технического освидетельствования от 20.09.2019
9. Реконструкция ВЛ 35 кВ Казановка - Бучалки, протяженностью по трассе 12,7 км	12,7 км	2023	акт технического освидетельствования №2-09 от 21.07.2017
10. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ефремов - Черемушки с отп., протяженностью по трассе 6,0 км	6,0 км	2022	акт технического освидетельствования №21-17 от 10.08.2017
11. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ивановково - Кашира (с 1 по 79 опору) протяженностью по трассе 7,7 км	7,7 км	2024	акт технического освидетельствования от 21.10.2015
12. Реконструкция двухцепной ВЛ 35 кВ Ясногорск - Шульгино 1 и 2 (с 1 по 83 опору), протяженностью по трассе 15,7 км	15,7 км	2025	акт технического освидетельствования от 21.10.2015
13. Реконструкция ПС 35/6 кВ №67 Гранки с заменой трансформатора 6,3 МВА на 10 МВА, МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ, РВС 35 кВ, ТН 35 кВ, разъединителей 35 кВ, МВ 6 кВ на ВВ 6 кВ	10 МВА	2023	акт технического освидетельствования № 1-08-17 от 12.08.2017

2.6. Анализ произведенных в 2020 году вводов, реконструкций электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области

Информация по выполненным в 2020 году вводам, реконструкциям и прочим действиям с объектами электросетевого хозяйства по энергосистеме Тульской области приведена в таблице 2.20.

Таблица 2.20. Вводы, реконструкция объектов электросетевого хозяйства в 2020 году

Наименование объекта	Наименование элемента	Мероприятие
1	2	3
По филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС		
ПС 220 кВ Тепличная	ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская протяженность нового участка 0,69 км ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тепличная протяженность нового участка 0,72 км СВ 220 В 220 Т-1 В 220 Т-2 Т-1 ТРДН-80 000/220-У1	новое строительство
ПС 220 кВ Северная	ТТ 110 кВ Пластмасс1 с отп.ф А ТТ 110 кВ Пластмасс1 с отп.ф В ТТ 110 кВ Пластмасс1 с отп.ф С ТТ 110 кВ Северная-Ацетиленовая ф А ТТ 110 кВ Северная-Ацетиленовая ф В ТТ 110 кВ Северная-Ацетиленовая ф С ТТ 110 кВ Северная-Аммиачная ф А ТТ 110 кВ Северная-Аммиачная ф В ТТ 110 кВ Северная-Аммиачная ф С ТТ МВ КВЛ 110 кВ Северная-Карбамидная ф А ТТ МВ КВЛ 110 кВ Северная-Карбамидная ф В ТТ МВ КВЛ 110 кВ Северная-Карбамидная ф С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Северная-Бытхим 1 ф А ТТ МВ ВЛ 110 кВ Северная-Бытхим 1 ф В ТТ МВ ВЛ 110 кВ Северная-Бытхим 1 ф С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Северная-Бытхим 2 ф А ТТ МВ ВЛ 110 кВ Северная-Бытхим 2 ф В ТТ МВ ВЛ 110 кВ Северная-Бытхим 2 ф С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Узловая-Северная ф А ТТ МВ ВЛ 110 кВ Узловая-Северная ф В ТТ МВ ВЛ 110 кВ Узловая-Северная ф С ТТ ВЛ-110 кВ Северная-Органическая ф А	техническое перевооружение

1	2	3
	ТТ ВЛ-110 кВ Северная-Органическая ф В ТТ ВЛ-110 кВ Северная-Органическая ф С ТТ ВЛ-110 кВ Пластмасс 2 ф А ТТ ВЛ-110 кВ Пластмасс 2 ф В ТТ ВЛ-110 кВ Пластмасс 2 ф С ОПН 2 с.ш.110 кВ ф А ОПН 2 с.ш. 110 кВ ф В ОПН 2 с.ш. 110 кВ ф С	
	Высоковольтный ввод 220 кВ АТ-1 ф А Высоковольтный ввод 220 кВ АТ-1 ф В Высоковольтный ввод 220 кВ АТ-1 ф С Высоковольтный ввод 110 кВ АТ-1 ф В Высоковольтный ввод 110 кВ АТ-1 ф С Высоковольтный ввод 220 кВ АТ-2 ф А Высоковольтный ввод 220 кВ АТ-2 ф С Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Новомосковск-Северная ф Жл	программа повышение надёжности
ПС 220 кВ Яснополянская	Высоковольтный ввод 220 кВ АТ-1 ф А Высоковольтный ввод 220 кВ АТ-1 ф В Высоковольтный ввод 220 кВ АТ-1 ф С Высоковольтный ввод ОМВ-110 ф Кш Высоковольтный ввод ОМВ-110 ф Ко	программа повышение надёжности
	ОПН 1 СШ 110 кВ ф А ОПН 1 СШ 110 кВ ф В ОПН 1 СШ 110 кВ ф С ОПН 2 СШ 110 кВ ф А ОПН 2 СШ 110 кВ ф В ОПН 2 СШ 110 кВ ф С	техническое перевооружение
ПС 220 кВ Бегичево	Высоковольтный ввод 110 кВ Т-2 ф А Высоковольтный ввод 110 кВ Т-2 ф В Высоковольтный ввод 110 кВ Т-2 ф С Высоковольтный ввод МВ 110 АТ-2 ф Жт	программа повышение надёжности
	ОПН 110 кВ АТ-1 ф А ОПН 110 кВ АТ-1 ф В ОПН 110 кВ АТ-1 ф С ОПН 110 кВ АТ-2 ф А ОПН 110 кВ АТ-2 ф В ОПН 110 кВ АТ-2 ф С ОПН 220 кВ АТ-2 ф А ОПН 220кВ АТ-2 ф В ОПН 220 кВ АТ-2 ф С ОПН 35 кВ Т-1 ф А ОПН 35 кВ Т-1 ф В ОПН 35 кВ Т-1 ф С ОПН 35 кВ Т-2 ф А ОПН 35 кВ Т-2 ф В ОПН 35 кВ Т-2 ф С ОПН 110 кВ Т-2 ф А ОПН 110 кВ Т-2 ф В ОПН 110 кВ Т-2 ф С ОПН 0 110 кВ Т-2	техническое перевооружение

1	2	3
	ОПН 2 СШ 35 кВ ф А ОПН 2 СШ 35 кВ ф В ОПН 2 СШ 35 кВ ф С ОПН 1 СШ 35 кВ ф А ОПН 1 СШ 35 кВ ф В ОПН 1 СШ 35 кВ ф С ОПН 35 кВ ВДТ-1 ф А ОПН 35 кВ ВДТ-1 ф В ОПН 35 кВ ВДТ-1 ф С ОПН 35 кВ ВДТ-2 ф А ОПН 35 кВ ВДТ-2 ф В ОПН 35 кВ ВДТ-2 ф С ОПН 1 СШ 110 кВ ф А ОПН 1 СШ 110 кВ ф В ОПН 1 СШ 110 кВ ф С	
ПС 220 кВ Ленинская	Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Алешня 1 ф Жл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Алешня 1 ф Жш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Алешня 1 ф Кш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Обидимо ф Кл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Обидимо ф Кш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Фрунзенская ф Жл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Фрунзенская ф Жш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Фрунзенская. Ф Зл Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Ленинская-Фрунзенская ф Кш	программа повышение надёжности
	ОПН ТН-1 110 кВ ф А ОПН ТН-1 110 кВ ф В ОПН ТН-1 110 кВ ф С	техническое перевооружение
ПС 220 кВ Люторичи	Высоковольтный ввод ШСМВ 110 ф Аш2 Высоковольтный ввод ШСМВ 110 ф Вш1 Высоковольтный ввод ШСМВ 110 ф Сш1 Высоковольтный ввод ШСМВ 110 ф Сш2	программа повышение надёжности
	ОПН А 1 СШ 110 кВ ОПН"А 1 СШ 110 кВ ОПН А 1 СШ 110 кВ ОПН А 2 СШ 110 кВ ОПН А 2 СШ 110 кВ ОПН А 2 СШ 110 кВ ОПН 1 СШ 110 кВ ОПН 1 СШ 110 кВ ОПН 1 СШ 110 кВ ОПН 2 СШ 110 кВ ОПН 2 СШ 110 кВ	техническое перевооружение

1	2	3
	ОПН 2 СШ 110 кВ ОПН моста 110 кВ АТ 2 ОПН моста 110 кВ АТ 2 ОПН моста 110 кВ АТ 2 ОПН 0 Т1 110 кВ ОПН моста Т1 35 кВ ОПН моста Т1 35 кВ ОПН моста Т1 35 кВ ОПН 1 СШ 35 кВ ОПН 1 СШ 35 кВ ОПН 1 СШ 35 кВ ОПН 2 СШ 35 кВ ОПН 2 СШ 35 кВ ОПН 2 СШ 35 кВ	
ПС 220 кВ Металлургическая	Высоковольтный ввод 110 кВ АТ-1 ф В Высоковольтный ввод 110 кВ АТ-1 ф С	программа повышение надёжности
ПС 220 кВ Тула	Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Тула- Яснополянская ф Кл	программа повышение надёжности
ПС 220 кВ Звезда	ОПН-220 кВ АТ-1 ф А ОПН-220 кВ АТ-1 ф В ОПН-220 кВ АТ-1 ф С ОПН 1 с.ш. 110 кВ ф А ОПН 1 с.ш. 110 кВ ф В ОПН 1 с.ш. 110 кВ ф С ОПН 2 с.ш. 110 кВ ф А ОПН 2 с.ш. 110 кВ ф В ОПН 2 с.ш. 110 кВ ф С ОПН 35 кВ ТСН-2 ф А ОПН 35 кВ ТСН-2 ф В ОПН 35 кВ ТСН 2 ф С	техническое перевооружение
ПС 220 кВ Шипово	ОПН 1 с.ш. 110 кВ ф А ОПН 1 с.ш. 110 кВ ф В ОПН 1 с.ш. 110 кВ ф С	техническое перевооружение
По филиалу «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»*		
-	-	-
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»		
Алексинская ТЭЦ	В 1 СШ ВЛ 220 кВ Алексин – Ока	замена оборудования
Абонентские ПС 110 кВ		
ПС 110 кВ Глюкозная	СЭВ 110 кВ	замена оборудования

* Новых вводов и капитальной реконструкции объектов 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в 2020 году не было.

В 2021 году запланирован ввод в работу второго трансформатора на ПС 220 кВ Тепличная мощностью 80 МВА.

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) КВЛ 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 Мценск – Чернь с отпайкой на ПС Коммаш;
- 3) ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками.

С энергосистемой Брянской области:

- 1) КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная.

2.7.1. Анализ отчетного потокораспределения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на зимний/летний максимум нагрузок за 2020 год

В настоящий момент энергосистема Тульской области связана:

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

2) с энергосистемой Рязанской области по ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская, ВЛ 110 кВ Зубово – Горлово, ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее;

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

4) с энергосистемой Калужской области по ВЛ 220 кВ Станы – Шипово, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон, ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная, ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками, ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками, ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками, ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя, ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 2 с отпайками, ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево, ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово;

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

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

Таблица 2.21. Структура баланса мощности и сальдо перетоков мощности энергосистемы Тульской области в 2020 году в зимний период, МВт

Наименование	Часы	
	Максимум 10.12.2020 (10-00)	Минимум 02.01.2020 (04-00)
1	2	3
Температура воздуха, °С	-9,1	-1,5
Потребление, МВт	1 576,69	1028,56

1	2	3
в т.ч. ОАО «НАК Азот»	170,69	171,00
Генерация, МВт, в т.ч.:	727,03	552,46
Черепетская ГРЭС	224,77	135,32
Щекинская ГРЭС	0,00	0,00
Новомосковская ГРЭС	179,78	140,05
Алексинская ТЭЦ	115,56	90,97
Ефремовская ТЭЦ	35,13	37,11
Первомайская ТЭЦ	81,30	57,32
Электростанции промпредприятий (ТЭЦ АО «Тулачермет», ТЭЦ ПАО «Косогорский металлургический завод», ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»)	90,49	91,69
Сальдо перетоков мощности, в т.ч.:	849,66	476,10
с энергосистемой Калужской области	-30,55	60,27
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник	-24,92	-3,29
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита	-84,20	-39,88
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон	-81,26	7,97
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная	78,13	45,50
ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово	33,11	11,42
ВЛ 220 кВ Станы – Шипово	69,12	56,62
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы	-91,98	-75,81
ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	12,90	10,06
ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками	7,74	8,97
ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками	2,07	7,69
ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками	16,42	8,68
ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя	1,52	2,77
ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	19,42	13,52
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 1 с отпайками	6,60	3,80
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 2 с отпайками	4,80	2,29
ВЛ 35 кВ Белёв – Ульяново с отпайкой	-0,02	-0,02
с энергосистемой Московской области	254,08	67,08
ВЛ 220 кВ Шипово – Ока	-29,37	-41,38
ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока	-21,38	-44,99
КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры	72,23	33,08
ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки	-9,87	-4,76
ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	27,96	0,15
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС	46,26	49,69
ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая	162,51	69,55
ВЛ 110 кВ Пушино – Таруса I цепь	2,21	2,21
ВЛ 110 кВ Пушино – Таруса II цепь	0,74	0,74

1	2	3
ВЛ 35 кВ Кашира-Иваньково	2,77	2,77
с энергосистемой Рязанской области	258,54	91,29
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская	223,45	89,07
ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее	15,64	1,62
ВЛ 110 кВ Зубово – Горлово	19,45	0,60
с энергосистемой Орловской области	193,55	157,57
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск	173,85	80,41
ВЛ 110 кВ Мценск – Чернь с отпайкой на ПС Коммаш	21,25	42,78
ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	4,45	39,78
ПС 110 кВ Коммаш Т-1, Т-2, ПС 110 кВ Чернь Тяговая Т-1, Т-2	-5,99	-5,40
с энергосистемой Брянской области	174,04	99,89
КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная	174,04	99,89
с энергосистемой Липецкой области	0,00	0,00
ВЛ 10 кВ ПЭ Ефремов – Становая	0,00	0,00

Таблица 2.22. Структура баланса мощности и сальдо перетоков мощности энергосистемы Тульской области в 2020 году в летний период, МВт

Наименование	Часы	
	Максимум 06.08.2020 (11-00)	Минимум 29.06.2020 (04-00)
1	2	3
Температура воздуха, °С	21,0	17,9
Потребление, МВт	1 234,47	844,74
в т.ч. АО «НАК «Азот»	195,68	153,95
Генерация, МВт, в т.ч.:	908,88	249,54
Черепетская ГРЭС	425,53	0,00
Щекинская ГРЭС	202,71	0,00
Новомосковская ГРЭС	0,00	105,18
Алексинская ТЭЦ	122,62	7,26
Ефремовская ТЭЦ	11,17	12,55
Первомайская ТЭЦ	70,63	44,07
Электростанции промпредприятий (ТЭЦ АО «Тулачермет», ТЭЦ ПАО «Косогорский металлургический завод», ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»)	76,22	80,48
Сальдо перетоков мощности, МВт, в т.ч.:	325,59	595,20
с энергосистемой Калужской области	-89,06	151,78
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник	-25,68	28,33
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита	-76,49	1,29
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон	-50,28	2,01
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная	49,29	83,80

1	2	3
ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово	18,96	16,20
ВЛ 220 кВ Станы – Шипово	41,69	19,21
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы	-66,41	-50,57
ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	5,58	4,51
ВЛ 110 кВ Ушатого – Шепелёво с отпайками	4,32	6,93
ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками	1,43	4,02
ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками	3,38	19,83
ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя	-10,54	7,64
ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	9,04	4,86
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 1 с отпайками	0,00	2,19
ВЛ 110 кВ Шепелёво – Белёв 2 с отпайками	6,68	1,54
ВЛ 35 кВ Белёв – Ульяново с отпайкой	-0,02	-0,02
с энергосистемой г. Москвы и Московской	160,63	131,14
ВЛ 220 кВ Шипово – Ока	-13,01	-2,61
ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока	-22,44	16,37
КВЛ 220 кВ Приокская – Бугры	0,00	45,63
ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки	4,75	-9,67
ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	12,24	0,00
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС	77,55	-37,77
ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая	96,89	114,56
ВЛ 110 кВ Пущино – Таруса I цепь	2,21	2,21
ВЛ 110 кВ Пущино – Таруса II цепь	0,74	0,74
ВЛ 35 кВ Кашира-Иваньково	1,69	1,69
с энергосистемой Рязанской области	218,49	148,01
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская	199,98	134,68
ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее	18,51	4,91
ВЛ 110 кВ Зубово – Горлово	0,00	8,43
с энергосистемой Орловской области	35,52	33,19
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск	-12,00	-2,18
ВЛ 110 кВ Мценск – Чернь с отпайкой на ПС Коммаш	27,60	21,11
ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	24,43	18,76
ПС 110 кВ Коммаш Т-1, Т-2, ПС 110 кВ Чернь Тяговая Т-1, Т-2	-4,50	-4,50
с энергосистемой Брянской области	0,00	131,07
КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная	0,00	131,07
с энергосистемой Липецкой области	0,00	0,00
ВЛ 10 кВ ПЭ Ефремов – Становая	0,00	0,00

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

В день зимних контрольных замеров 18.12.2019 в 18-00 суммарное потребление мощности энергосистемы Тульской области составило 1422 МВт, при этом генерация составляла 658,2 МВт. В день летних контрольных замеров 17.06.2020 в 10-00 суммарное потребление мощности энергосистемы Тульской области составило 1110 МВт, при этом генерация составляла 447,7 МВт.

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

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

Наименование электростанции	Номер блока	Загрузка в режимный день контрольного замера, МВт	
		зимних нагрузок (18.12.2019 18-00)	летних нагрузок (17.06.2020 10-00)
1	2	3	4
Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО-Электрогенерация»	Блок 8	0	0
	Блок 9	223,4	0
ООО «Щекинская ГРЭС»	Блок 1	0	0
	Блок 2	0	0
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Новомосковская ГРЭС»	ТГ-4	0	0
	ТГ-7	0	0
	ПГУ-190	140	161,6
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Алексинская ТЭЦ»	ТГ-2	10,4	5,2
	ТГ-3		0
	ПГУ-1	79,7	114,6
Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация» ПП «Ефремовская ТЭЦ»	ТГ-5	0	0
	ТГ-6	39,8	0
	ТГ-7	0	14
Первомайская ТЭЦ Филиала ОАО «Щекиноазот»	ТГ-1	25,7	19,6
	ТГ-2	22,9	14
	ТГ-3	0	21,7
	ТГ-4	0	14,9
	ТГ-5	24,8	0
ТЭЦ АО «Тулачермет»	ТГ-2	21,8	18,6
	ТГ-3	3,2	3,3
	ТГ-4	4,4	2,7

1	2	3	4
	ТГ-5	41,5	37,2
ТЭЦ ПАО «КМЗ»	ТГ-1	6,5	6
	ТГ-2	8	7
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 некоторых центров питания 110 кВ на территории Тульской области, что ограничивает присоединение дополнительной электрической нагрузки в среднесрочной перспективе;
- 4) зависимость режимов работы электрической сети 110 кВ Ефремовского энергорайона от наличия генерации на Ефремовской ТЭЦ ввиду ограниченного количества связей 220-110 кВ с ЕЭС;
- 5) необходимость реконструкции и модернизации морально и физически устаревших общесистемных средств управления (РЗА, ПА);
- 6) значительное количество морально устаревшего маслонаполненного коммутационного оборудования на объектах, что снижает надежность и является негативным экологическим фактором.

2.9. Анализ загрузки питающих центров напряжением 110-220 кВ

2.9.1. Оценка загрузки центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области

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

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

Необходимо отметить, что к 2025 году срок службы всех автотрансформаторов, указанных в таблице 2.23, за исключением АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Тула и АТ-3 ПС 220 кВ Северная, будет превышать минимальный

нормативный срок эксплуатации 25 лет (15 автотрансформаторов 220/110 кВ):

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

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

Энергорайон, ПС, АТ	Загрузка автотрансформаторов, МВА/% 2019 год				Загрузка автотрансформаторов, МВА/% 2020 год			
	за 18.12.2019 (режимный день)		за 19.06.2019 (режимный день)		за 16.12.2020 (режимный день)		за 17.06.2020 (режимный день)	
	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Тульский								
АТ-1 ПС 220 кВ Тула	70,1/70	28	53,5/53	21	83,7/84,1	34	59,2/60	24
АТ-2 ПС 220 кВ Тула	74/74	30	54,3/54	22	88,1/88,3	35	62,6/63,1	25
АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	73,8/66	37	69,1/59	35	76,7/84,6	42	54,3/63,7	32
АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	72/64	36	50/50	25	75,7/83,3	42	53,7/63	31
АТ-1 ПС 220 кВ Металлургическая	27,5/26	22	21/19	17	ОТКЛ	0	20,3/21,4	17
АТ-2 ПС 220 кВ Металлургическая	27,2/26	22	21/19	17	43,8/45,9	37	20,0/21,1	17
Новомосковский								
АТ-1 ПС 220 кВ Северная	72,9/65	36	83,5/71	42	59,1/65,3	33	59,1/66,6	33
АТ-2 ПС 220 кВ Северная	0/0	0	50,2/43	28	35,5/39	22	ОТКЛ	0
АТ-3 ПС 220 кВ Северная	75,5/64	38			59/69,7	35	58,4/69,2	35
АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	108,3/95	54	50,6/44	25	119,5/132,2	66	40,3/48,9	24
АТ-2 ПС 220 кВ Химическая	7/7	4	50,1/44	25	30,7/31,5	66	40,0/48,5	24
Люторици и Бегичево								
АТ-1 ПС 220 кВ Бегичево	35,4/35	29	42,1/42	35	36,3/36,8	31	26,5/27,3	23
АТ-2 ПС 220 кВ Бегичево	36,1/35	30	42,6/42	35	36,2/37,5	31	26,6/28,6	24
АТ-2 ПС 220 кВ Люторици	27,7/6	22	35,1/35	28	15/37,3	30	40,8/41,5	33

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Щекинский								
АТ-1 ПС 220 кВ Яснополянская	34,7/25	28	0/0	0	23,3/25,2	20	0,1/0,2	0
АТ-2 ПС 220 кВ Яснополянская	27,2/22	22	51,3/43	41	20,6/21,4	17	17,6/23,3	19
Ефремовский								
АТ-1 ПС 220 кВ Звезда	35/28	28	41,2/36	33	24,2/29,4	23	17,5/20,5	16
Заокский								
АТ-2 ПС 220 кВ Шипово	42,2/39	34	56,9/54	46	40,9/44	35	ОТКЛ	0

* Величина загрузки трансформаторного оборудования определена относительно номинальной мощности.

Тульский энергорайон

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

В день контрольного замера 16.12.2020 18-00 наибольшая загрузка автотрансформаторов была на ПС 220 кВ Ленинская и составляла 42% от суммарной номинальной мощности АТ 220/110 кВ. Средняя загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Тула составляла 34,5%, на ПС 220 кВ Metallургическая – 18,4% от суммарной номинальной мощности АТ соответственно.

В день контрольного замера 17.06.2020 10-00 средняя загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Ленинская составляла 31,7%, на ПС 220 кВ Тула – 24,6%, на ПС 220 кВ Metallургическая – 17% от суммарной номинальной мощности АТ 220/110 кВ соответственно

Новомосковский энергорайон

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

В день контрольного замера 16.12.2020 18-00 максимальная загрузка автотрансформатора была зафиксирована на АТ-1 на ПС 220 кВ Химическая и составляла 132 МВА (66 %) от номинальной мощности. Средняя загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Химическая составляла 41% от номинальной мощности. Средняя загрузка АТ-1, АТ-2 и АТ-3 на ПС 220 кВ Северная составляла 30% от номинальной мощности.

В день контрольного замера 17.06.2020 10-00 средняя загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Химическая составляла 24%, на ПС 220 кВ Северная – 22,7% от суммарной номинальной мощности АТ соответственно.

Энергорайон Бегичево-Люторичи

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

В день контрольного замера 16.12.2020 18-00 средняя загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Бегичево и ПС 220 кВ Люторичи составляла 30,6 % от суммарной номинальной мощности АТ.

В день контрольного замера 17.06.2020 10-00 средняя загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Бегичево и ПС 220 кВ Люторичи составляла 26,7 % от суммарной номинальной мощности АТ.

Щекинский энергорайон

Центром питания Щекинского энергорайона является Щекинская ГРЭС и ПС 220 кВ Яснополянская (2x125 МВА).

Средняя загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Яснополянская в режимный день контрольного замера зимних максимальных нагрузок 16.12.2020 18-00 составила 18,6% от суммарной номинальной мощности АТ 220/110 кВ, в режимный день контрольного замера летних максимальных нагрузок 17.06.2020 10-00 – 9,4% от суммарной номинальной мощности АТ 220/110 кВ.

Ефремовский энергорайон

Основными питающими центрами Ефремовского энергорайона являются Ефремовская ТЭЦ и ПС 220 кВ Звезда (1x125 МВА).

В режимный день за 16.12.2020 18-00 на ПС 220 кВ Звезда загрузка АТ-1 составляла 23% от номинальной мощности.

В режимный день за 17.06.2020 10-00 на ПС 220 кВ Звезда загрузка АТ -1 составляла 16 % 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 энергосистемы Тульской области является Алексинская ТЭЦ, ПС 220 кВ Шипово (1x125 МВА), со стороны энергосистемы Калужской области ПС 220 кВ Протон (2x125 МВА) (собственник – ФГБУ «Государственный научный центр Российской Федерации – Институт физики высоких энергий»).

В день контрольного замера 16.12.2020 18-00 и загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово составляла 44 МВА или 35% от номинальной мощности.

В день контрольного замера 17.06.2020 10-00 АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово был отключен.

Суворовский энергорайон

В настоящее время электроснабжение Суворовского энергорайона обеспечивается только по сети 110 кВ от ПС 220 кВ Электрон (по транзиту

110 кВ Электрон – Середейск – Шепелево – Суворов и Ушатово), от ПС 220 кВ Орбита (по транзиту 110 кВ Орбита – Агеево – Суворов) и от Первомайской ТЭЦ (по транзиту 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Малахово – Лужное). При этом в двухцепной исполнении выполнены следующие ВЛ:

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

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

2.9.2. Оценка загрузки центров питания 110 кВ энергосистемы Тульской области

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

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

Таблица 2.25. 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)	Данные по трансформаторам				Загрузка по замерам зимнего режимного дня, МВА***	Загрузка по замерам летнего режимного дня, МВА***	Объем договоров на ТП по состоянию к 01.01.20212021 с учетом коэффициента реализации, МВт	Величина перспективной зимней загрузки трансформатора, МВА**	Величина перспективной летней загрузки трансформатора, МВА**
		название	номинальная мощность, МВА	длительно допустимая мощность зимой, МВА*	длительно допустимая мощность летом, МВА*					
ПС 110 кВ Средняя	Алексинский район, ж/д станция «Средняя»	Т-1	16	20	18,4	13,51	12,6	0,14	13,65	12,74
		Т-2	10	12,5	11,5					
ПС 110 кВ Заокская	Заокский район, пос. Заокский	Т-1	16	17,84	14,56	25,5	12,9	2,232	27,732	15,132
		Т-2	16	17,84	14,56					

* Величина длительно допустимой мощности трансформаторов определена в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 28.03.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229».

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

*** Представлена максимальная загрузка центра питания по замерам зимнего и летнего режимного дня за последние три года (2018-2020).

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 2020 год коммутационное оборудование ПС 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области соответствует существующим токам короткого замыкания.

2.12. Анализ развития генерирующих мощностей и режимов работы электростанций энергосистемы Тульской области за 2016-2020 годы

Существующая установленная электрическая и тепловая мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 01.01.2021 представлена в таблице 2.26.

Таблица 2.26. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 01.01.2021

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

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

В таблице 2.27 приведены данные о динамике изменения установленной мощности электростанций Тульской области за прошедший пятилетний период. По отношению к 2017 году суммарная установленная мощность в 2020 году уменьшилась на 11,85 МВт.

Таблица 2.27. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	на 01.01.2017	на 01.01.2018	на 01.01.2019	на 01.01.2020	на 01.01.2021
Черепетская ГРЭС	1315	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400
Новомосковская ГРЭС	323,65	233,65	233,65	233,65	233,65
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105
Ефремовская ТЭЦ	160	160	160	160	135
Алексинская ТЭЦ	62	62	62	156,99	165,16
ТЭЦ АО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6
Итого	1632,15	1542,15	1542,15	1637,14	1620,3

За период 2016-2020 годов по энергосистеме Тульской области произведен окончательный вывод из эксплуатации следующего оборудования электростанций:

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

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

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

За период 2016-2020 годов по энергосистеме Тульской области введено в эксплуатацию следующее оборудование электростанций:

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

Изменение установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области за период 2016-2020 годы было также за счет проведения мероприятий по перемаркировке существующего генерирующего оборудования со снижением установленной мощности на 10,3 МВт:

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

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

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

Суммарная мощность выведенного из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2016-2020 годов составила 980 МВт.

Суммарная мощность введенного в эксплуатацию генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2016-2020 годов составила 113,5 МВт.

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

Таблица 2.28. Объемы ввода и демонтажа генерирующего оборудования на 2021-2026 годы, МВт

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода/вывода	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
По базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности									
ВВОДЫ С ВЫСОКОЙ ВЕРОЯТНОСТЬЮ									
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ									
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
По региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности									
ВВОДЫ									
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ									
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

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

Электростанция и тип оборудования	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Мощность (МВт), паропроизводительность, тонн/час)	Наработка на 01.01.2021, 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	302630	220000/307160 (2025 год)
Турбина К-200-130-1	12	1965	200	64680	220000/- (2046)
Котел 67-СП	14	1956	230	308391	300000/344573 (2025 год)
Котел 67-СП	15	1957	230	293541	300000/335844 (2030 год)
Котел ПК-33	16	1964	640	302630	200000/325591 (2030 год)
Котел ПК-33	17	1965	640	298033	200000/321188 (2030 год)
2. Новомосковская ГРЭС ПАО «Квадра»					
Турбина Р-14-90/31	4	1976	14 / 40	228511	270000/-
Турбина Р-32-90/13	7	1969	32 / 165	353219	270000/393526
Турбина газовая PG9171E	8	2013	131,75 / 97,4	56432	15 лет/-
Турбина паровая SST PAC 600	9	2013	55,9	56101	30 лет/-
Котел БКЗ-220-100	13	1968	220	276325	250000/274000
Котел БКЗ-220-100	14	1969	220	289707	250000/295282
Котел БКЗ-220-100	15	1973	220	143568	300000/-
Котел-утилизатор E-186/39-7,5/0,7-515/29 (П-142)	1	2013	186/39	56435	220000/-
3. Алексинская ТЭЦ ПАО «Квадра»					
Турбина Р-12-90/17/7	2	1995	12 / 70	158996	240000/-
Турбина Т-50-90/1,2	3	1948	29 / 74	146811	240000/-
Газовая турбина SGT-800	5	2019	44,422	14102	120000/-
Газовая турбина SGT-800	6	2019	46,402	14746	120000/-
Паровая турбина SST-400	7	2019	33,334 / 87	14658	120000/-
Котел ТП-230-1	3	1948	230	383824	250000/393753
Котел ТП-230-1	4	1949	230	384152	250000/394753
Котел БКЗ-220-100	6	1972	220	221421	300000/-
Пр-59/12-7,45/0,7-518/214 (ПК-83)	1	2019	59 / 12	14102	200000/-
Пр-59/12-7,45/0,7-	2	2019	59 / 12	14746	200000/-

1	2	3	4	5	6
518/214 (ПК-83)					
4. Ефремовская ТЭЦ ПАО «Квадра»					
Турбина ПР-25-90/10	5	1965	25 / 84	255861	270000/-
Турбина ПТ-60-90/13	6	1975	60 / 164	285094	270000/285000
Турбина Р-50-130/13	7	1979	50 / 188	159745	220000/-
Котел БКЗ-160-100	8	1964	160	302287	300000/-
Котел БКЗ-160-100	9	1964	160	339452	300000/361212
Котел БКЗ-160-100	10	1965	160	312696	300000/343356
Котел БКЗ-160-100	11	1976	160	250883	300000/-
Котел БКЗ-160-100	12	1976	160	267366	300000/-
Котел БКЗ-320-100	13	1980	320	96612	300000/-
Котел БКЗ-320-100	14	1983	320	97188	300000/-
5. Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»					
К-225-12,8-4р	8	2014	225	31498	220000/-
К-225-12,8-4р	9	2015	225	27732	220000/-

2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Тульской области за 2016-2020 годы

Динамика производства, потребления и структура отпуска тепловой энергии по энергосистеме Тульской области с 2016 года представлена в таблице 2.30.

Таблица 2.30. Динамика производства, потребления тепловой энергии по энергосистеме Тульской области за 2016-2020 годы, тыс. Гкал

Наименование источника тепловой энергии	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
1. Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»:					
1.1. Выработка ТЭ всего, в т.ч.:					
Ефремовская ТЭЦ	2372,5	2039,5	2138,3	2008,6	1954,6
Алексинская ТЭЦ	1157,0	975,7	1013,7	962,2	916
Новомосковская ГРЭС	500,1	464,9	525,7	515,3	532,7
Котельные производственные	683,8	576,2	561,1	511,9	460,1
	31,6	22,7	37,8	19,2	45,8
1.2. Потребление ТЭ на собственные нужды					
	14,3	13,4	13,8	14	13,6
1.3. Отпуск ТЭ «Промышленное производство»					
	1200,7	945,7	1020,8	1016,3	1020,8
1.4. Отпуск ТЭ «ЖКХ»					
	1001,2	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6
1.5. Отпуск ТЭ «Бюджетные потребители»	3,2	3,6	4,7	4,3	9,3
1.6. Отпуск ТЭ «Прочие виды экономической деятельности»	2,0	2,2	2,3	2,2	2,5
1.7. Потери ТЭ	151,2	133,0	123,4	112,0	89,4
1.8. Отпуск ТЭ «Перепродавцы энергии»	-	941,7	973,3	859,6	819,0
2. ООО «Щекинская ГРЭС» выработка, всего, в т.ч.:	189,7	187,8	122,0	7,8	39,2
Потребление ТЭ на собственные нужды	1,0	1,0	0,9	7,8	39,2
Отпуск «Промышленное производство» (в т.ч. фабрика SCA)	74,8	75,4	34,8	0	0
Отпуск «ЖКХ»	45,5	42,8	41,9	0	0
Отпуск «Прочие потребители, потери»	68,4	68,6	4,8	0	0
3. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» выработка, всего, в т.ч.:	124,1	128,5	139,3	122,6	121,8
Отпуск ОАО «Энергия – 1»	115,8	115,4	115,1	106,4	106,2
Отпуск «Промышленные потребители, в т.ч. собственное потребление»	8,3	13,1	24,2	16,2	15,6
4. ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» выработка всего, в т.ч.:	770,3	728,0	728,1	758,6	717,5
Цеха АО «Тулачермет» (потребление)	296,7	294,0	294,1	282,3	270,4
Отпуск АО «Тулатеплосеть» (население)	311,9	278,4	278,4	269,4	258,3
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	161,7	155,6	155,5	207,3	188,8
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка, всего, в т.ч.:	984,4	874,8	881,1	886,8	886,0
Производственные нужды ПАО «Косогорский металлургический завод» (потребление)	746,3	680,0	696,2	691,1	692,8

1	2	3	4	5	6
Отпуск «Население»	115,5	134,8	139,0	138,1	138,7
Отпуск «Прочие потребители, потери»	122,6	60,0	45,9	57,6	54,6
6. ТЭЦ ОАО «Щекиноазот» выработка ТЭ, всего, в т.ч.:	1311,2	1361,5	1608,8	1522,4	1622,2
Производственные нужды ОАО «Щекиноазот» (потребление)	1092,0	1143,8	1382,6	1304,1	1421,0
Отпуск «Население» (ОАО ЩЖКХ)	191,6	187,9	198	186,4	167,5
Отпуск «Прочие потребители, потери»	27,6	29,8	28,2	31,9	33,6
7. Котельные	7098,1	6787,1	6542,3	6640,4	6740,0
Всего объем производства тепловой энергии по Тульскому региону	12850,3	12107,3	12159,9	11947,2	12081,3

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

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

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
АО «НАК «Азот»	1734,0	1783,0	1801,0	1837,0	1887,1
ОАО «Щекиноазот»	1092,0	1143,8	1382,6	1304,1	1421,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	746,4	680,0	696,2	691,1	692,8
ООО «Каргилл»	545,0	485,7	485,0	480,0	444,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	70,5	31,1	38,0	6,7	22,9
АО «Тулачермет»	296,7	294,0	294,1	282,3	270,4
АО «Тульский патронный завод»	222,0	205,0	219,0	127,9	21,4
АО АК «Туламашзавод»	53,7	47,9	51,9	45,4	41,6
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	41,1	39,5	42,7	43,4	46,2
АО «Полема»	21,5	20,4	22,3	13,5	18,6

2.14. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2016-2020 годы

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

Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2016-2020 годы в соответствии с данными Туластата представлены в таблице 2.32.

Таблица 2.32. Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2016-2020 годы

Показатель	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
1. Валовой региональный продукт (в текущих ценах), млрд руб.	518,7	556,8	666,8	681,6	727,9*
2. Индекс физического объема ВРП, в % к пред. году	104,1	103,9	103,3	100,1	102,1*
3. Потребление топливно-энергетических ресурсов, тыс. тут	10976,9	10541,9	10824,9	10264,4	сентябрь 2021**
4. Энергоемкость валового регионального продукта, тут/млн руб.	21,2	18,9	16,2	15,1	сентябрь 2021**
5. Общее потребление электроэнергии по субъекту РФ, млн кВт·ч	9902,5	9895,9	10035,0	10299,0	10269
6. Потребление электроэнергии без учета расходов на бытовые нужды	8533	8424	8603	8865	8819
7. Среднегодовая численность населения, тыс. чел	1502,9	1495,6	1485,3	1472,4	1457,6
8. Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч./чел.	6631	6587	6748	6990	7045
9. Электроемкость ВРП, кВт·ч./тыс. руб.	19,1	17,8	15,0	15,1	14,1*
10. Промышленное производство, млрд руб.**	717,0	741,0	762,0	816,6	917,9
11. индексы в % к предыдущему году	104,3	103,3	102,8	107,2	112,4
12. Валовой региональный продукт на душу населения, тыс. руб.	345,1	372,3	448,9	462,9	499,4*
13. Численность занятых в экономике, тыс. чел.	731,5	719,9	715,1	705,4	июнь 2021**

1	2	3	4	5	6
14. Электровооруженность труда в экономике, тыс. кВт.ч./чел.	12,0	12,1	12,4	12,9	ИЮНЬ 2021**

*Предварительные данные.

** Срок представления информации.

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

Основным видом топлива 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 2.33.

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

Наименование предприятия генерации электрической и тепловой энергии	Вид основного топлива	Вид резервного топлива	Обеспеченность резервным топливом на 01.01.2021 (план/факт), тнт
1	2	3	4
Производственное подразделение «Новомосковская ГРЭС» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	30352/55103
Производственное подразделение «Алексинская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	15833/19965
Производственное подразделение «Ефремовская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	мазут	8868/10657
Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	уголь	уголь	70000/144678
ООО «Щекинская ГРЭС»	природный газ	мазут	11905/13124

Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2020 год указаны в таблице 2.34.

Таблица 2.34. Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2020 год, тыс. тунт

Наименование	Расход топлива всего	в том числе:			
		газ	нефтетопливо	уголь	прочее (доменный, сбросной газ)
1	2	3	4	5	6
1. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	485,54	-	8,74	476,80	-
2. ООО «Щекинская ГРЭС»	50,25	50,21	0,05	-	-
3. ПАО «Квадра» – «Центральная генерация», в том числе:					
Алексинская ТЭЦ	297,90	297,84	0,01	0,05	-
Ефремовская ТЭЦ	218,30	218,19	0,11	-	-
Новомосковская ГРЭС	347,20	347,01	-	0,19	-
Котельные	7,60	7,60	-	-	-
4. ОАО «Щекиноазот»	469,06	443,46	-	-	25,60
5. ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»	342,43	227,71	-	-	114,72
6. ТЭЦ-ПВС ПАО «КМЗ»	156,02	59,61	-	-	96,41
Итого	2374,30	1651,63	8,90	477,04	236,72

2.16. Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2016-2020 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 2015–2019 годы приведено в таблице 2.35.

Таблица 2.35. Топливо-энергетический баланс Тульской области за период 2015-2019 годов, тыс. тунт

Наименование показателя	№ строки баланса	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7
Производство энергетических ресурсов	1	0	0	0	0	4155,90
Ввоз	2	11264,4	11465,8	11033,8	11371,4	12103,0
Вывоз	3	-160,7	-500,5	-503,5	-558,1	160,7
Изменение запасов	4	11,4	11,6	11,6	11,6	0,0
Потребление первичной энергии	5	11115,2	10976,9	10541,9	10824,9	10264,4
Статистическое расхождение	6	-0,5	-0,8	-3,0	-2,0	0,1
Производство электрической энергии	7	-1403,1	-556,0	-896,9	-907,2	2283,5
Производство тепловой энергии	8	-474,6	-1248,7	-270,5	-266,5	3909,7
Теплоэлектростанции	8.1	906,5	748,1	906,5	906,5	2958,2
Котельные	8.2	163,8	-707,4	2,3	2,3	1051,9
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	0	0,0	0,0	0,0	0
Преобразование топлива	9	0	0	0	0	0
Переработка нефти	9.1	0	0	0	0	0
Переработка газа	9.2	0	0	0	0	0
Обогащение угля	9.3	0	0	0	0	0
Собственные нужды	10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потери при передаче	11	-367,1	-516,0	-482,3	-482,2	450,3
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	12430,9	12477,3	12429,2	12757,1	15224,2
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	162,0	192,1	190,7	200,3	352,4
Промышленность	14	5239,0	4875,5	4719,7	4833,4	4616,3
Производство и распределение эл. энергии, газа и воды	14.1	419,9	352,3	265,3	169,0	110,3
Добыча полезных ископаемых	14.2	34,8	62,1	64,2	86,6	80,3
Производство пищевых продуктов, включая напитки и табака	14.3	506,2	514,6	514,6	519,0	375,3

1	2	3	4	5	6	7
Текстильное и швейное производство	14.4	15,5	24,9	24,4	22,4	23,6
Производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	14.5	1,3	2,5	2,8	3,0	3,2
Обработка древесины и производство изделий из дерева	14.6	1,9	1,9	2,2	2,3	2,5
Целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность	14.7	85,4	90,4	88,9	100,6	100,2
Химическое производство	14.8	1563,2	1647,0	1633,2	1713,6	1764,3
Производство резиновых и пластмассовых изделий	14.9	33,2	35,7	37,5	39,3	46,9
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	14.10	534,5	464,1	390,4	378,6	400,6
Металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	14.11	1124,5	1068,7	1068,7	1061,4	1209,7
Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	14.12	57,4	64,1	63,6	63,6	37,5
Производство транспортных средств и оборудования	14.13	15,0	22,1	22,1	22,1	18,0
Производство машин и оборудования	14.14	42,6	64,1	54,0	54,0	51,3
Прочая промышленность	14.15	5,2	5,3	51,1	140,6	290,1
Прочие виды	14.16	798,8	456,0	436,8	457,6	460,0
Строительство	15	48,6	48,7	48,6	51,4	53,1
Транспорт и связь	16	212,2	266,3	266,3	258,4	265,1
Железнодорожный	16.1	1,104	1,256	1,256	1,256	55,600
Трубопроводный	16.2	0,000	0,000	0,000	0,000	46,900
Автомобильный	16.3	3,845	3,845	3,845	5,067	6,220
Прочий	16.4	216,569	35,150	35,150	35,150	39,700
Сфера услуг	17	228,4	319,4	463,2	495,2	508,0
Население	18	2838,0	2610,1	2575,4	2555,5	2504,2
Использование топливно-	19	3702,8	4165,3	4165,3	4362,9	4381,0

1	2	3	4	5	6	7
энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды						

3. Основные направления развития электроэнергетики Тульской области на 2021–2026 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 2021-2027 годы.

«Региональный» – прогноз потребления электроэнергии и мощности, соответствующий прогнозу электропотребления в рамках проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 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

2021-2027 годы, а сроки ввода электросетевых объектов – на основании расчетов электрических режимов.

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

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

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 2021–2027 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	Обоснование включения в схеме и программе развития электроэнергетики Тульской области (Схема и программа развития ЕЭС России /расчеты/прочие обоснования)
1	2	3	4	5
1. ПС 220 кВ Тепличная	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА и увеличением трансформаторной мощности до 160 МВА	220 кВ / 1х80 МВА	2021	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг. Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «Тепличный Комплекс «Тульский»
2. ПС 220 кВ Арсенал	Строительство ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА)	220 кВ / 2х40 МВА	2024	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг. Технические условия от 07.05.2019 на ТП электроустановок ОАО «РЖД»
3. ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая	Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2х3,5 км)	220 кВ / 2х3,5 км	2024	
4. ПС 220 кВ Химическая	Реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор мощностью 200 МВА без изменения трансформаторной мощности	220 кВ / 200 МВА	2024	Реновация основных фондов

1	2	3	4	5
5. ПС 220 кВ Бегичево	Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВА до 296,5 МВА	220 кВ / 125 МВА	2026	Реновация основных фондов
6. ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК	Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпаяк к ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	110 кВ / 2х16 МВА 110 кВ / 2х0,23 км	2021	Технические условия от 30.06.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ГРАНД-ПАРК»
7. ПС 110 кВ Ненашево	Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом на напряжение 110 кВ и строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск	110 кВ / 4 МВА 110 кВ / 10 МВА 110 кВ / 2х10,5 км	2021	
8. ПС 110 кВ Хрипково	Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково и ЛЭП 35 кВ Ненашево – Хрипково с переводом ПС и ВЛ на напряжение 110 кВ	110 кВ / 2х2,5 МВА 110 кВ / 17 км	2021	
9. ПС 110 кВ Заокская	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская и перевод ЛЭП 35 кВ Хрипково – Заокская на напряжение 110 кВ	110 кВ / 16 км	2021	
10. ПС 110 кВ Карбамид	Реконструкция ПС 220 кВ Яснополянская (установка двух ячеек 110 кВ), строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид	110 кВ / 2х60 МВА, 110 кВ / 3 км	2021	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «Щекиноазот»

Итоги участия генерирующих объектов электростанций Тульской области в конкурентном отборе мощности (КОМ) на период 2021-2026 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 2021-2026 годов

Участник оптового рынка	Наименование электростанции	Наименование генерирующего объекта	Тип турбины	Основной результат отбора заявки участника КОМ на 2021 год*	КОМ 2022 года	КОМ 2023 года	КОМ 2024 года	КОМ 2025 года	КОМ 2026 года
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	Блок 8	К-225-12,8-4Р	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	Блок 9	К-225-12,8-4Р	ДПМ	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана	отобрана
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-11	К-200-130	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-12	К-200-130	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ТГ-4	Р-14-90/31	отказ от заполнения заявки	отобрана	отобрана	отобрана	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ТГ-7	Р-32-90/13	отказ от заполнения заявки	отобрана	не отобрана	не отобрана	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ГТ-8	PG9171E	ДПМ	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ПТ-9	SST PAC 600	ДПМ	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-2	ПР-12-90/15	отказ от заполнения заявки	отобрана	отобрана	отобрана	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-3	T-50-90/1,5	отказ от заполнения заявки	отобрана	отобрана	отобрана	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ПГУ-1 ТГ-7	SST-400	ДПМ	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ПГУ-1 ТГ-5, ТГ-6	SGT-800 (5) SGT-800 (6)	ДПМ	ДПМ	ДПМ	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-5	ПР-25-90/10	МВР	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки	отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-6	ПТ-60-90/13	МВР	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-7	П-50-130/13	МВР	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана	отобрана

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

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

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

Наименование индустриального парка (местоположение, площадь, основной резидент)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7
1. Крупные потребители	156,96	241,96	241,96	262,66	262,66	262,66
ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	150	150	150	150	150	150
ОАО «Щекиноазот»		40	40	40	40	40
Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот»	0	15	15	15	15	15
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96
ОАО «РЖД»	-	-	-	20,695	20,695	20,695
2. Индустриальный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая» (Тульская обл., Узловский р-н, МО Каменецкое)	8,00	16,90	25,80	28,80	31,80	31,80
ООО «АгроГриб»	5	7	10	10	10	10
ООО «СтальПолимер»	1	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
ООО «Энгельсспецтрубмаш»	1	3	6	9	12	12
ООО «АрнестМеталлПак»	1	2	4,9	4,9	4,9	4,9
3. Территория опережающего социально-экономического развития «Алексин» (ТОСЭР «Алексин», Алексинский район, д. Верхний Суходол)	2	2	2	2	2	2
ООО «Завод глубокой переработки молока «Лактопром»	2	2	2	2	2	2
4. Территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов» (ТОСЭР «Ефремов», Ефремовский район Тульской области)	1,4	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6
МК «Астра» (ООО «ТЭТА ФУД Е»)	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
ООО «Листер»	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4

1	2	3	4	5	6	7
5. Потребители Заокского энергорайона Тульской области	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1
ООО «ГРАНД-ПАРК»	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
ООО «Фермерский рынок»	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт ПС Заокского энергорайона (Алексинский и Ясногорский РЭС филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»)	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0	37,0
6. Потребители Суворовского района энергорайона Тульской области	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7. Потребители Тульского района энергорайона Тульской области	17,5	19,7	19,7	20,7	20,7	20,7
ЗАО «Индустрия Сервис»	6,5	7	7	8	8	8
ГУКС «ТулoblУКС»	4	5,68	5,68	5,68	5,68	5,68
ООО «ТОЗ-Энерго»	7	7	7	7	7	7
8. Потребители Новомосковского района энергорайона Тульской области	10	10	10	10	10	10
ООО «Центр обработки данных»	10	10	10	10	10	10
9. ПЕРЕЧЕНЬ объектов нового жилищного строительства на территории Тульской области	12,55	28,45	28,45	28,45	32,35	32,35
Застройка жилого квартала в Привокзальном районе г. Тулы, ограниченного улицами Сурикова, Оружейная, Нижняя Волоховская	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
1-й Юго-Восточный Микрорайон в Центральном районе г. Тулы		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Жилая застройка по Восточному обводу в Ленинском районе Тульской области		6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Жилая застройка по Восточному обводу в Ленинском районе Тульской области, ИП Ревенко К.А.	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Многоквартирные жилые дома в районе пос. Молодежный		4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Жилой комплекс «Пряничная слобода»	0	0	0	0	3,9	3,9
ИТОГО	254,5	327,7	327,8	349,5	353,4	353,4

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

Наименование индустриального парка (местоположение, площадь, основной резидент)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт						
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027-2030
1	2	3	4	5	6	7	8
1 Крупные потребители	156,96	211,96	228,06	266,16	661,96	688,96	747,16
ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	150	150	150	150	150	150	
ОАО «Щекиноазот»	0	40	40	40	40	40	
Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот»	0	15	15	15	15	15	
Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот»	0	0	0	0	100	100	190
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	6,96	
ОАО «РЖД»				20,695	20,695	20,695	
ООО «УК «ПМХ» метизное производство	0	0	16,1	33,5	56,6	83,6	83,6
ООО УК «ПМХ» ЛПК-2	0	0	0	0	272,7	272,7	473,56
2. Индустриальный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая» (Тульская обл., Узловский р-н, МО Каменецкое)	20,25	48,81	91,81	135,02	138,32	138,32	0
ООО «АгроГриб»	5	7	10	10	10	10	
ООО «СтальПолимер»	1	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	
ООО «Энгельсспецтрубмаш»	1	3	6	9	12	12	
ООО «АрнестМеталлПак»	1	2	4,9	4,9	4,9	4,9	
ООО «Тензограф»	1	2	2,25	2,25	2,25	2,25	
ООО «Итекма Синтез»	0,2	1	2,5	2,5	2,5	2,5	
ООО «Мистраль»	0,2	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	
ООО «Инновационные промышленные	0,5	1	2,48	2,48	2,48	2,48	

1	2	3	4	5	6	7	8
покрытия»							
ООО «Группа компаний Кволити»	0,5	1	2,5	3,5	3,5	3,5	
ООО «Экотеч»	0,2	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
ООО «Хавейл Мотор Мануфэкчуриг Рус»	5	10	25	51,36	51,36	51,36	
ООО «ЕВРАЗ Узловая»	0,5	2	6	9,45	9,75	9,75	
ООО «Никтон»	0,8	0,2	0,8	0,8	0,8	0,8	
ООО «Ард Полимер»	0,2	1	2,5	2,5	2,5	2,5	
ООО «Кликс»	0,2	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	
ООО «Промет СЭЗ»	1	2	4	4	4	4	
ООО «Халмек»	0,2	2	3,5	3,5	3,5	3,5	
ООО «МакКейн Фудс РУС»	0,5	3	5	10	10	10	
ООО «Завод Пересвет»	0,5	1	1,32	1,32	1,32	1,32	
ООО «Гальватех»	0,5	1	1,2	1,2	1,2	1,2	
ООО «ИНОТЕКС»	0	2,7	4,7	4,7	4,7	4,7	
ООО «ПолиТех Узловая»	0	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
ООО «КВ Холодильные Склады»	0,25	0,25	0,5	4,9	4,9	4,9	
3. Территория опережающего социально-экономического развития «Алексин» (ТОСЭР «Алексин», Алексинский район, д. Верхний Суходол)	19,45	27,54	39,91	53,72	53,72	53,72	0
ООО «Завод глубокой переработки молока «Лактопром»	2	2	2	2	2	2	
ОАО «Алексинский мясокомбинат»	16,8	21,84	34,21	48,02	48,02	48,02	
ООО «Инновационное предприятие «НОВА»	0,65	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	
ООО «Тулома Салмон»	0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	

1	2	3	4	5	6	7	8
4. Территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов» (ТОСЭР «Ефремов», Ефремовский район Тульской области)	6,1	14,5	46,8	58,9	77	77,1	0
ПАО «Группа Черкизово»	0,5	0,5	20	30	40	40	
ООО «БВК-Техно»	0,2	0,2	0,21	0,22	0,23	0,24	
МК «Астра» (ООО «ТЭТА ФУД Е»)	2	2	2	2	2	2	
ООО «Ефремов-Фарма»	0	3	6,5	6,5	6,5	6,5	
ООО «Листер»	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	
ООО «Промбиотехнологии»	2,5	2,5	6	6	10	10	
ООО «Тульский завод растительных масел»	0,7	6	6	7,52	8,3	8,3	
ООО «БиоКор»	0	0	3	3	6	6	
ООО «Компас Фудс»	0	0	2,7	3,3	3,6	3,7	
5. Потребители Заокского энергорайона Тульской области	61,1	86,1	86,1	92,1	92,1	92,1	0
ООО «ГРАНД-ПАРК»	0	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	
ООО «Фермерский рынок»	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	
ООО «ЛетоГрупп»	19,2	30	30	36	36	36	
Нагрузки по заявкам на ТП энергопринимающих устройств до 150 кВт ПС Заокского энергорайона (Алексинский и Ясногорский РЭС филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»)	37	37	37	37	37	37	
6. ПЕРЕЧЕНЬ объектов нового жилищного строительства на территории Тульской области	22,25	47,723	58,823	102,33	106,23	106,23	0
Территория комплексного развития «Новая Тула», д. Нижняя Китаевка	0	0	0	43,5	43,5	43,5	

1	2	3	4	5	6	7	8
Микрорайон «Северная Мыза»	0	0	9,6	9,6	9,6	9,6	
Жилой микрорайон «Петровский квартал»	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	
Застройка жилого квартала в Привокзальном районе г. Тулы, ограниченного улицами Сурикова, Оружейная, Нижняя Волоховская	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	
1-ый Юго-Восточный микрорайон	0	8,9	8,9	8,9	8,9	8,9	
Микрорайон «Красные ворота», застройщик АО «Внешстрой»	0	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	
Многokвартирные жилые дома в районе пос. Молодежный	4	4	4	4	4	4	
Жилая застройка «Времена года»	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	9,9	
Жилой комплекс «Пряничная слобода»	0	0	0	0	3,9	3,9	
Жилая застройка на земельных участках в Ленинском районе Тульской области	0	4,2	5,7	5,7	5,7	5,7	
ИТОГО	286,1	436,6	551,5	708,3	1129,3	1156,5	

3.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Тульской области на 2021-2026 годы

Базовый вариант прогноза спроса на электроэнергию и мощность соответствует прогнозу электропотребления в рамках проекта Схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы.

По базовому варианту прогнозного спроса потребление электроэнергии по энергосистеме Тульской области к 2026 году оценивается на уровне 12,197 млрд кВт·ч при среднегодовых темпах прироста за прогнозный период 2,91%. Прирост электропотребления в 2026 году относительно 2020 года может составить 18,8%.

Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2021-2026 годы представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2021-2026 годы

Показатель	Факт	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2021-2026 годы, %
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,269	10,933	11,084	11,364	11,841	12,166	12,197	
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	-	6,47	1,38	2,53	4,20	2,74	0,25	2,91

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

Базовый прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2021-2026 годы с распределением по энергорайонам представлен в таблице 3.6.

Таблица 3.6. Базовый прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2021-2026 годы

Энергорайон	Год/Мощность, МВт					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7
Тульский	596	598	609	624	652	653
Заокский	102	103	114	116	121	121

1	2	3	4	5	6	7
Суворовский	84	85	86	89	93	93
Люторици и Бегичево	166	167	170	175	183	184
Щекинский	338	340	356	366	375	376
Новомосковский	354	361	370	399	415	416
Ефремовский	78	85	85	87	90	90
Общее потребление (собственный максимум)	1718	1739	1790	1856	1929	1933
Среднегодовой темп прироста, %	8,94	1,22	2,93	3,69	3,93	0,21

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 2026 году относительно 2020 года составит 356 МВт из них:

- 1) ООО «Тепличный комплекс «Тульский» - 150 МВт;
- 2) АО «Тулачермет» - 30 МВт;
- 3) ОАО «Щекиноазот» - 40 МВт и 15 МВт;
- 4) ОАО «РЖД»- 20,7 МВт.

По региональному варианту прогноза потребление электрической энергии оценивается в 2026 году на уровне 16,248 млрд кВт·ч. при среднегодовых темпах прироста за прогнозный период 7,95% (таблица 3.7). Прирост электропотребления к 2026 году относительно 2020 года составит 58,224 млрд кВт·ч (58,2%).

Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2021-2026 годы представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7. Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2021-2026 годы

Показатель	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2021-2026 годы, %
	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Электропотребление, млрд кВт·ч	10,980	11,450	11,987	13,121	16,013	16,248	
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	6,92	4,28	4,69	9,46	22,04	1,47	7,95

1	2	3	4	5	6	7
ОАО «Щекиноазот»	71,1	79,0	79,0	79,0	103,6	103,6
АО «Тулачермет»	60,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
ООО «Каргилл»	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9	24,9
ПАО «Косогорский металлургический завод»	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	15,9	16,1	16,2	16,1	16,1	16,1
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
АО «Тулатеплосеть»	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
Филиал АО НПО «Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры	7,0	7,0	7,5	8,0	8,0	8,0
АО «Пластик»	8,8	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
АО АК «Туламашзавод»	17,5	18,0	18,0	19,0	19,0	19,0
АО «Тульский патронный завод»	6,0	6,5	7,0	7,5	7,5	8,0
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0	9,0
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	11,8	12,2	12,8	12,8	12,8	12,8
ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0

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

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

Наименование потребителя	Электропотребление, млн кВт·ч					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7
АО «НАК «Азот»	1193,72	1229,53	1225,35	1226,86	1226,68	1231,33
ООО «ТУЛАЧЕРМЕТ-СТАЛЬ»	303,2	305,0	305,0	305,0	305,0	305,0
ОАО «Щекиноазот»	623,00	691,90	691,90	691,90	907,20	907,20
АО «Тулачермет»	447,00	626,00	626,00	626,00	626,00	626,00
ООО «Каргилл»	225,0	225,0	225,0	245,0	245,0	245,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0	130,0
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	87,6	91,2	92,7	91,1	91,2	90,6
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
АО «Тулатеплосеть»	89,6	89,5	89,4	89,4	89,3	89,3
Филиал АО НПО	60,0	61,0	64,0	65,0	68,0	68,0

1	2	3	4	5	6	7
«Тяжпромарматура» - Алексинский завод тяжелой промышленной арматуры						
АО «Пластик»	70,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
АО АК «Туламашзавод»	55,00	60,00	60,00	60,60	61,00	61,00
АО «Тульский патронный завод»	20,0	25,0	26,0	27,0	28,0	29,0
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	41,0	44,0	44,0	44,0	45,0	45,0
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	36,9	38,1	40,1	40,1	40,1	40,1
ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0

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 2021-2026 годы

Перспективный баланс мощности энергосистемы Тульской области на период до 2026 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 2021-2026 годы

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7
Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности						
Установленная мощность электростанций, МВт	1620,3	1620,3	1620,3	1620,3	1620,3	1620,3
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400	400
Алексинская ТЭЦ	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2
Ефремовская ТЭЦ	135	135	135	135	135	135
Новомосковская ГРЭС	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24	24

1	2	3	4	5	6	7
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	1718	1739	1790	1856	1929	1933
Выработка электроэнергии, всего, млн кВт·ч	5022	5468	5599	5563	5745	5591
Электропотребление, млн кВт·ч	10933	11084	11364	11841	12166	12197
Сальдо перетоков электрической энергии, млн кВт·ч	5911	5616	5765	6278	6421	6606
Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности						
Установленная мощность электростанций, МВт	1620,3	1620,3	1620,3	1620,3	1620,3	1620,3
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400	400
Алексинская ТЭЦ	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2	165,2
Ефремовская ТЭЦ	135	135	135	135	135	135
Новомосковская ГРЭС	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7	233,7
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24	24
Первомайская ТЭЦ филиала ОАО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105	105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6	6
Потребление мощности, МВт	1749	1786	1873	1988	2390	2425
Выработка электроэнергии, всего, млн кВт·ч	5249,8	5732,9	5607,0	5576,0	5545,6	5545,6
Электропотребление, млн кВт·ч	10980	11450	11987	13121	16013	16248
Сальдо перетоков электрической энергии, млн кВт·ч	5730,2	5717,1	6380,0	7545,0	10467,4	10702,4

Сведения о производстве электрической энергии по данным генерирующих компаний Тульской области на период до 2026 года, учтенные в рамках регионального прогнозного баланса мощности энергосистемы Тульской области на период до 2026 года, представлены в таблице 3.12.

Таблица 3.12. Производство электрической энергии на 2021-2026 годы по данным генерирующих компаний Тульской области, млн кВт·ч

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего:	2161,5	2361,2	2267,0	2267,0	2267,0	2267,0
1.1. Ефремовская ТЭЦ	241,6	273,1	273,1	273,1	273,1	273,1
1.2. Алексинская ТЭЦ существующая часть	79,1	79,1	0,000	0,000	0,000	0,000
1.3. Алексинская ТЭЦ (ПГУ-115)	803,8	745,4	786,8	786,8	786,8	786,8
1.4. Новомосковская ГРЭС существующая часть	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
1.5. Новомосковская ГРЭС (ПГУ-190)	1037	1263,6	1207,1	1207,1	1207,1	1207,1
2. ООО «Щекинская ГРЭС»	149,7	350,4	350,4	350,4	350,4	350,4
3. Филиал АО «Интер РАО Электрогенерация» «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина»:	1615,6	1583,3	1551,6	1520,6	1490,2	1490,2
4. ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»	595	710	710	710	710	710
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	130	130	130	130	130	130
6. Электростанции ОАО «Щекиноазот», всего:	598	598	598	598	598	598
6.1. Первомайская ТЭЦ	598	598	598	598	598	598
6.2. ТЭЦ Ефремовского филиала	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Итого производство электрической энергии	5249,8	5732,9	5607,0	5576,0	5545,6	5545,6

3.4. Расчеты электрических режимов сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2021-2026 годы

С целью выявления возможности возникновения токовых перегрузок элементов сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в энергосистеме Тульской области выполнены серии расчетов установившихся режимов, возникающих после аварийных отключений элементов сети, как при нормальной конфигурации сети, так и в ремонтных схемах. Для перспективных этапов 2021-2026 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.

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

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

зимний режим максимальных и минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения согласно СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» и составляет минус 26°C;

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

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

На основании расчетов электроэнергетических режимов на период 2021-2026 годов для базового и регионального прогнозов сделаны выводы о мероприятиях, необходимых к реализации для ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений.

С учетом расчетных температурных условий прогнозные величины потребления мощности по энергосистеме Тульской области для характерных периодов 2021-2026 годов для базового варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлены в таблице 3.13.

С учетом расчетных температурных условий прогнозные величины потребления мощности по энергосистеме Тульской области для характерных периодов 2021-2026 годов для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности представлены в таблице 3.14.

Таблица 3.13. Прогнозные величины потребления мощности для базового варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Тульской области для характерных периодов 2021-2026 годов

Наименование	Т, оС	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы, МВт		1718	1739	1790	1856	1929	1933
Зима							
Р max, МВт	минус 26	1794	1816	1869	1938	2014	2018
Р min, МВт		1460	1478	1521	1577	1639	1643
Р max, МВт	плюс 5	1528	1547	1592	1651	1716	1720
Р min, МВт		1244	1259	1296	1344	1397	1400
Лето							
Р max, МВт	плюс 19	1182	1197	1218	1265	1286	1289
Р min, МВт		929	941	957	995	1011	1013
Р max, МВт	плюс 30	1218	1233	1254	1303	1325	1328

Таблица 3.14. Прогнозные величины потребления мощности для регионального варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности по энергосистеме Тульской области для характерных периодов 2021-2026 годов

Наименование	Т, °С	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8
Потребление энергосистемы Тульской области, МВт		1749	1786	1873	1988	2390	2425
Р max, МВт	-26	1812	1855	1943	2069	2484	2523
Р min, МВт		1475	1515	1594	1691	2090	2128
Р max, МВт	5	1537	1578	1656	1763	2150	2186
Р min, МВт		1251	1284	1356	1441	1820	1856
Р max, МВт	19	1195	1238	1288	1372	1715	1750
Р min, МВт		940	974	1013	1082	1425	1456
Р max, МВт	30	1232	1272	1323	1411	1756	1793

В расчётных схемах на этапе 2021-2026 годов для базового прогноза потребления электроэнергии и мощности приняты среднестатистические значения величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области, представленные в таблице 3.15.

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

Наименование	Среднестатистические значения величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области	
	Летний период	Зимний период
Алексинская ТЭЦ		
ТГ-2	6	12
ПГУ-1	124,158	124,158
ТГ-3	0	0
Новомосковская ГРЭС		
ТГ-4	0	0
ТГ-7	0	0
ПГУ-190	187,65	187,65
Щекинская ГРЭС		
Блок 1	0	0
Блок 2	0	0
Ефремовская ТЭЦ		
ТГ-6	0	43
ТГ-7	17	0
Черепетская ГРЭС		
Блок 8	225	225
Блок 9	0	0
Электростанции промышленных предприятий		
Первомайская ТЭЦ		
ТГ-1	12,7	23,8
ТГ-2	15,0	15,0
ТГ-3	18,1	25,0
ТГ-4	0	0
ТГ-5	0	25,0
ТЭЦ ПВС ТЧМ		
ТГ-2	24,2	23,1
ТГ-3	3,4	3,4
ТГ-4	2,5	4,6
ТГ-5	37,4	42,7
ТЭЦ ПВС КМЗ		
ТГ-1	7,5	8,0
ТГ-2	8,0	8,0
ТЭЦ ЕХЗ	0	0

При выполнении расчетов электроэнергетических режимов на этапе 2021-2026 годов для регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности принимались среднестатистические значения величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской

области как для базового прогноза потребления электроэнергии и мощности, так и состав генерирующего оборудования электростанций Тульской области, представленный в таблице 3.16.

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

Наименование	Принятые значения величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области на период 2021-2026 годов	
	Летний период	Зимний период
1	2	3
Алексинская ТЭЦ		
ТГ-2	6	12
ПГУ-1	124,158	124,158
ТГ-3	0	0
Новомосковская ГРЭС		
ТГ-4	0	0
ТГ-7	0	0
ПГУ-190	187,65	187,65
Щекинская ГРЭС		
Блок 1	200	200
Блок 2	200	200
Ефремовская ТЭЦ		
ТГ-6	60	60
ТГ-7		0
Черепетская ГРЭС		
Блок 8	225	225
Блок 9	225	225
Электростанции промышленных предприятий		
Первомайская ТЭЦ		
ТГ-1	12,7	23,8
ТГ-2	15,0	15,0
ТГ-3	18,1	25,0
ТГ-4	0	0
ТГ-5	0	25,0
ТЭЦ ПВС ТЧМ		
ТГ-2	24,2	23,1
ТГ-3	3,4	3,4
ТГ-4	2,5	4,6
ТГ-5	37,4	42,7
ТЭЦ ПВС КМЗ		
ТГ-1	7,5	8,0

1	2	3
Алексинская ТЭЦ		
ТГ-2	8,0	8,0
ТЭЦ ЕХЗ	0	0

С учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу потребления электрической энергии и мощности в режимах зимних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в нормальной схеме выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2021-2023 годы) (токовая загрузка составляет 108% от длительно допустимого тока (1000 А));

2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024-2026 годы) (токовая загрузка составляет 111% от длительно допустимого тока (1000 А)).

В режимах зимних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в нормальной схеме при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2021-2023 годы) (токовая загрузка составляет 127% от длительно допустимого тока (1000 А));

МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024-2026 годы) (токовая загрузка составляет 131% от длительно допустимого тока (1000 А));

2) ВЛ 220 кВ Северная - Химическая (токовая загрузка составляет 116% от длительно допустимого тока (1000 А));

3) МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 116% от длительно допустимого тока (1000 А));

4) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская (токовая загрузка составляет 111% от длительно допустимого тока (1000 А)).

В режимах зимних максимальных/минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в ремонтной схеме при

нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

- 1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2021-2023 годы) (токовая загрузка составляет 141% от длительно допустимого тока (1000 А));
- 2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024-2026 годы) (токовая загрузка составляет 147% от длительно допустимого тока (1000 А));
- 3) МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 132% от длительно допустимого тока (1000 А));
- 4) ВЛ 220 кВ Северная - Химическая (токовая загрузка составляет 132% от длительно допустимого тока (1000 А));
- 5) МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 123% от длительно допустимого тока (1000 А));
- 6) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая (токовая загрузка составляет 123% от длительно допустимого тока (1000 А));
- 7) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская (токовая загрузка составляет 119% от длительно допустимого тока (1000 А));
- 8) ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи (токовая загрузка составляет 178% от длительно допустимого тока (490 А));
- 9) ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево (токовая загрузка составляет 173% от длительно допустимого тока (490 А)).

В режимах зимних минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в ремонтной схеме при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

- 1) ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка. Максимальная токовая загрузка составляет 482 А (161% от длительно допустимого тока (300 А));
- 2) ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка. Максимальная токовая загрузка составляет 407 А (136% от длительно допустимого тока (300 А));
- 3) ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово. Максимальная токовая загрузка составляет 482 А (161% от длительно допустимого тока (300 А));
- 4) ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками. Максимальная токовая загрузка составляет 419 А (139% от длительно допустимого тока (300 А));

5) ВЛ 110 кВ Мценск - Чернь с отпайкой на ПС Коммаш. Максимальная токовая нагрузка составляет 566 А (113% от длительно допустимого тока (503 А)).

Для ликвидации выявленных токовых перегрузок в сети 110 кВ и выше рекомендуется:

1) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Чернь-Плавск с отпайкой на ПС Скуратово со стороны ПС 110 кВ Плавск;

2) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Мценск-Плавск с отпайками со стороны ПС 110 кВ Плавск.

С учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 5 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области при нормативных возмущениях в ремонтной схеме выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (токовая нагрузка составляет 125% от длительно допустимого тока (1000 А)) (в период 2024-2026 годы);

2) МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая нагрузка составляет 111% от длительно допустимого тока (1000 А));

3) МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая нагрузка составляет 105% от длительно допустимого тока (1000 А));

4) ВЛ 220 кВ Северная - Химическая (токовая нагрузка составляет 111% от длительно допустимого тока (1000 А));

5) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая (токовая нагрузка составляет 106% от длительно допустимого тока (990 А));

6) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская (токовая нагрузка составляет 102% от длительно допустимого тока (1000 А));

7) ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи (токовая нагрузка составляет 160% от длительно допустимого тока (456 А));

8) ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево (токовая нагрузка составляет 156% от длительно допустимого тока (456 А)).

В режимах зимних минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 5 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в ремонтной схеме при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка. Максимальная токовая нагрузка составляет 435 А (145% от длительно допустимого тока (300 А));

2) ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка. Максимальная токовая нагрузка составляет 368 А (123% от длительно допустимого тока (300 А));

3) ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово. Максимальная токовая нагрузка составляет 435 А (145% от длительно допустимого тока (300 А));

4) ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками. Максимальная токовая нагрузка составляет 377 А (126% от длительно допустимого тока (300 А));

5) ВЛ 110 кВ Мценск - Чернь с отпайкой на ПС Коммаш. Максимальная токовая нагрузка составляет 508 А (109% от длительно допустимого тока (468 А)).

Для ликвидации выявленных токовых перегрузок в сети 110 кВ и выше рекомендуется:

1) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово;

2) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками со стороны ПС 110 кВ Плавск.

С учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу электропотребления и мощности в режимах летних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 19 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области и в ремонтных схемах при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи (токовая нагрузка составляет 141% от длительно допустимого тока (404 А));

2) ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево (токовая нагрузка составляет 136% от длительно допустимого тока (404 А)).

С учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу электропотребления и мощности в режимах летних минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 19 °С в период 2021-2024 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области и в ремонтных схемах при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка. Максимальная токовая нагрузка составляет 341 А (114% от длительно допустимого тока (300 А));

2) ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово. Максимальная токовая нагрузка составляет 341 А (114% от длительно допустимого тока (300 А)).

Для ликвидации выявленных токовых перегрузок в сети 110 кВ и выше рекомендуется:

1) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово;

2) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками со стороны ПС 110 кВ Плавск.

С учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу электропотребления и мощности в режимах летних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 30 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в ремонтных схемах при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи (токовая нагрузка составляет 141% от длительно допустимого тока (357 А));

2) ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево (токовая нагрузка составляет 139% от длительно допустимого тока (357 А)).

Результаты анализа токовых нагрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области приведены в приложении 6 (таблицы 6.1-6.6).

Для ликвидации токовых перегрузок рекомендуется увеличить нагрузку генерирующего оборудования (Алексинской ТЭЦ, Черепетской ГРЭС, Ефремовской ТЭЦ, Щекинской ГРЭС), в том числе отключенного в исходной схеме, до располагаемой мощности. В ремонтных схемах, исходя из складывающейся схемно-режимной ситуации рекомендуется:

1) превентивно размыкать на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2021-2023 годов);

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

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

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

Необходимо отметить, что по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности на период 2021-2026 годов для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений, необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объеме.

Для предотвращения появления токовых перегрузок электросетевого оборудования рекомендуется увеличить загрузку генерирующего оборудования (Алексинской ТЭЦ, Черепетской ГРЭС, Ефремовской ТЭЦ, Щекинской ГРЭС), в том числе отключенного в исходной схеме, до располагаемой мощности, а также снижение генерируемой активной мощности ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС до технологического минимума.

1. При температуре наружного воздуха минус 26°С:

в нормальных схемах в период 2021-2026 годов генерация Черепетской ГРЭС должна составлять - 450 МВт, Щекинской ГРЭС - 200 МВт;

в ремонтных схемах в период 2021-2026 годов генерация Черепетской ГРЭС должна составлять - 450 МВт, Щекинской ГРЭС - 400 МВт.

2. При температуре наружного воздуха плюс 5°С:

в нормальных схемах в период 2021-2022 годов генерация Черепетской ГРЭС должна составлять - 225 МВт, Щекинской ГРЭС - 0 МВт, в 2023 году генерация Черепетской ГРЭС должна составлять - 450 МВт, Щекинской ГРЭС - 0 МВт, в период 2024-2026 годы генерация Черепетской ГРЭС должна составлять - 450 МВт, Щекинской ГРЭС - 200 МВт;

в ремонтных схемах в период 2021-2023 годов генерация Черепетской ГРЭС - 450 МВт, Щекинской ГРЭС - 200 МВт, в период 2024-2026 годы генерация Черепетской ГРЭС должна составлять - 450 МВт, Щекинской ГРЭС - 200 МВт.

3. При температуре наружного воздуха плюс 19°С:

в нормальных схемах в период 2021-2026 годов генерация Черепетской ГРЭС должна составлять - 225 МВт, Щекинской ГРЭС - 0 МВт;

в единичных ремонтных схемах в период 2021-2026 годов генерация Черепетской ГРЭС - 225 МВт, Щекинской ГРЭС - 200 МВт;

в двойных ремонтных схемах в период 2021-2026 годов генерация Черепетской ГРЭС - 450 МВт, Щекинской ГРЭС - 400 МВт.

4. При температуре наружного воздуха плюс 30°C:

в нормальных схемах в период 2021-2026 годов генерация Черепетской ГРЭС должна составлять - 225 МВт, Щекинской ГРЭС - 0 МВт;

в единичных ремонтных схемах в период 2021-2026 годов генерация Черепетской ГРЭС - 225 МВт, Щекинской ГРЭС - 400 МВт.

Для регионального прогноза электропотребления и мощности с учётом запланированного роста нагрузок и мероприятий по усилению сети 110 кВ и выше, связанных с подключением энергопринимающих устройств новых потребителей, были выполнены расчеты электроэнергетических режимов при рекомендуемых значениях величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области.

С учётом запланированного роста нагрузок и мероприятий по усилению сети 110 кВ и выше, связанных с подключением энергопринимающих устройств новых потребителей, по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных/минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26 °С в нормальной схеме и после нормативных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной схеме сети на период 2021-2022 годов токовых перегрузок электросетевого оборудования в энергосистеме Тульской области не выявлено.

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

В режимах зимних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26 °С в период 2023 - 2024 годов в ремонтных схемах после нормативных возмущений в сети 110-220 кВ по региональному прогнозу электропотребления и мощности выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024-2026 годы) (токовая загрузка составляет 107% от длительно допустимого тока (1000А);

2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годы) (токовая загрузка составляет 111% от длительно допустимого тока (1000А);

3) ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи (токовая загрузка составляет 113% от длительно допустимого тока (490 А);

4) ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево (токовая загрузка составляет 108% от длительно допустимого тока (490 А);

5) ВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Metallургическая (токовая загрузка составляет 111% от длительно допустимого тока (545 А);

6) ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка. Максимальная токовая нагрузка составляет 429 А (143% от длительно допустимого тока (300 А));

7) ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка. Максимальная токовая нагрузка составляет 364 А (121% от длительно допустимого тока (300 А));

8) ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово. Максимальная токовая нагрузка составляет 429 А (143% от длительно допустимого тока (300 А));

9) ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками. Максимальная токовая нагрузка составляет 372 А (124% от длительно допустимого тока (300 А));

10) ВЛ 110 кВ Мценск - Чернь с отпайкой на ПС Коммаш. Максимальная токовая нагрузка составляет 506 А (101% от длительно допустимого тока (503 А)).

Анализ токовых нагрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности приведен в таблице 3.17.

Для ликвидации выявленных токовых перегрузок в сети 110 кВ и выше рекомендуется:

1) превентивное отключение на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая;

2) превентивное отключение на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая;

3) установка АОПО ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи с запретом АПВ и действием на отключение ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи со стороны ПС 220 кВ Люторичи;

4) замена ошиновки на ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет», которая является ограничивающим элементом ВЛ 110 кВ Тулачермет - Metallургическая Ошиновка выполнена проводом М-95, предлагается замена на провод сечением АС-240;

5) в ремонтных схемах, исходя из складывающейся схемно-режимной ситуации одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово со стороны ПС 110 кВ Плавск;

6) в ремонтных схемах, исходя из складывающейся схемно-режимной ситуации одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками со стороны ПС 110 кВ Плавск.

Таблица 3.17. Анализ перегрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности при температуре наружного воздуха минус 26 °С

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Зимний максимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети		Загрузка, %/год					
				2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3		4	5	6	7	8	9
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в 2023 году) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годы)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	107	110	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	103	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	-	102	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	103	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	-	100	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	103	107	-	-
2. ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	105	111	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	101	108	-	-

1	2	3		4	5	6	7	8	9	
3.	ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегицево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегицево - Люторичи	-	-	100	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегицево - Люторичи	-	-	-	103	-	-	
4.	ВЛ 110 кВ Протон- Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	-	-	105	107	100	-
5	ВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Металлургическая	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Тула	АТ-2 ПС 220 кВ Тула	-	-	-	109	110	-
6	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	141	143	141	138	-	-
		Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	140	142	140	136	-	-
		Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	112	113	111	114	-	-
7	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	120	121	119	116	-	-
		Ремонтная	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	120	121	119	116	-	-
8	ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	141	143	141	138	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9		
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	140	142	140	136	-	-	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	112	113	111	114	-	-	
9	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	122	124	122	119	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	123	124	122	120	-	-	
10	ВЛ 110 кВ Мценск - Чернь с отпайкой на ПС Коммаш	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	101	-	-	-	-

С учётом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 5 °С в нормальной и ремонтных схемах, и после нормативных возмущений в сети 110-220 кВ в указанных схемах на период 2021-2026 годов токовых перегрузок электросетевого оборудования в энергосистеме Тульской области не выявлено.

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

С учётом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 5 °С в период 2021-2024 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в ремонтных схемах при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка. Максимальная токовая нагрузка составляет 394 А (131% от длительно допустимого тока (300 А));

2) ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка. Максимальная токовая нагрузка составляет 335 А (111% от длительно допустимого тока (300 А));

3) ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово. Максимальная токовая нагрузка составляет 394 А (131% от длительно допустимого тока (300 А));

4) ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками. Максимальная токовая нагрузка составляет 322 А (107% от длительно допустимого тока (300 А)).

Анализ токовых нагрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности приведен в таблице 3.18.

Для ликвидации выявленных токовых перегрузок в сети 110 кВ и выше рекомендуется в ремонтных схемах, исходя из складывающейся схемно-режимной ситуации:

1) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово со стороны ПС 110 кВ Плавск;

2) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками со стороны ПС 110 кВ Плавск.

Таблица 3.18. Анализ перегрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности при температуре наружного воздуха плюс 5 °С

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Зимний минимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети		Загрузка, %/год					
				2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3		4	5	6	7	8	9
1. ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	130	131	128	124	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	129	130	128	123	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	100	101	-	-	-	-
2. ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скурагово	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	110	111	109	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	111	111	109	105	-	-
3. ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скурагово	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	130	131	129	124	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	130	131	128	123	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	100	101	-	-	-	-
4. ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скурагово	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	112	113	111	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	113	114	111	107	-	-

С учётом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах летних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 19 °С в нормальной и ремонтных схемах, и после нормативных возмущений в сети 110-220 кВ в указанных схемах на период 2021-2026 годов токовых перегрузок электросетевого оборудования в энергосистеме Тульской области не выявлено.

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

С учётом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах летних минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 19 °С в 2024 году при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в ремонтных схемах при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смышка. Максимальная токовая нагрузка составляет 316 А (105% от длительно допустимого тока (300 А));

2) ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово. Максимальная токовая нагрузка составляет 316 А (105% от длительно допустимого тока (300 А)).

Анализ токовых нагрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности приведен в таблице 3.19.

Для ликвидации выявленных токовых перегрузок в сети 110 кВ и выше рекомендуется в ремонтных схемах, исходя из складывающейся схемно-режимной ситуации:

1) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово со стороны ПС 110 кВ Плавск;

2) одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками со стороны ПС 110 кВ Плавск.

Таблица 3.19. Анализ перегрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности при температуре наружного воздуха плюс 19 °С

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Летний минимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети		Загрузка, %/год					
				2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3		4	5	6	7	8	9
1. ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	-	-	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	-	-	105	-	-
2. ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	-	-	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	-	-	105	-	-

С учётом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах максимальных/минимальных летних нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 30 °С в нормальной и ремонтных схемах и после нормативных возмущений в сети 110-220 кВ в указанных схемах на период 2021-2026 годов токовых перегрузок электросетевого оборудования в энергосистеме Тульской области не выявлено.

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

Для регионального прогноза электропотребления и мощности с учётом запланированного роста нагрузок и мероприятий по усилению сети 110 кВ и выше, связанных с подключением энергопринимающих устройств новых потребителей, были выполнены расчеты электроэнергетических режимов при среднестатистических значениях величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области.

С учётом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных/минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в нормальной и ремонтной схеме при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2021-2023 годы) (токовая загрузка составляет 134% от длительно допустимого тока (1000 А);

2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024-2026 годы) (токовая загрузка составляет 152% от длительно допустимого тока (1000 А);

3) МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 152% от длительно допустимого тока (1000 А);

4) МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 137% от длительно допустимого тока (1000 А);

5) ВЛ 220 кВ Северная - Химическая (токовая загрузка составляет 137% от длительно допустимого тока (1000 А);

6) МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 127% от длительно допустимого тока (1000 А);

- 7) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая (токовая нагрузка составляет 126% от длительно допустимого тока (1000 А);
- 8) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская (токовая нагрузка составляет 108% от длительно допустимого тока (1000 А);
- 9) ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи (токовая нагрузка составляет 189% от длительно допустимого тока (490 А);
- 10) ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево (токовая нагрузка составляет 184% от длительно допустимого тока (490 А);
- 11) ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск (токовая нагрузка составляет 112% от длительно допустимого тока (435 А);
- 12) ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево (токовая нагрузка составляет 125% от длительно допустимого тока (490 А);
- 13) ВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Металлургическая (токовая нагрузка составляет 103% от длительно допустимого тока (544 А);
- 14) ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка токовая нагрузка составляет 157% от длительно допустимого тока (300 А);
- 15) ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка (токовая нагрузка составляет 131% от длительно допустимого тока (300 А);
- 16) ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово (токовая нагрузка составляет 157% от длительно допустимого тока (300 А);
- 17) ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками (токовая нагрузка составляет 136% от длительно допустимого тока (300 А);
- 18) ВЛ 110 кВ Мценск - Чернь с отпайкой на ПС Коммаш (токовая нагрузка составляет 109% от длительно допустимого тока (600 А).

В режимах зимних максимальных/минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 5 °С в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в ремонтной схеме при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

- 1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2021-2023 годы) (токовая нагрузка составляет 124% от длительно допустимого тока (1000 А);
- 2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024-2026 годы) (токовая нагрузка составляет 129% от длительно допустимого тока (1000 А).
- 3) МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая нагрузка составляет 115% от длительно допустимого тока (1000 А);
- 4) ВЛ 220 кВ Северная - Химическая (токовая нагрузка составляет 115% от длительно допустимого тока (1000 А);

5) МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая нагрузка составляет 107% от длительно допустимого тока (1000 А);

6) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая (токовая нагрузка составляет 108% от длительно допустимого тока (990 А);

7) ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи (токовая нагрузка составляет 168% от длительно допустимого тока (456 А);

8) ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево (токовая нагрузка составляет 164% от длительно допустимого тока (456 А);

9) ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка (токовая нагрузка составляет 131% от длительно допустимого тока (300 А);

10) ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка (токовая нагрузка составляет 111% от длительно допустимого тока (300 А);

11) ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово (токовая нагрузка составляет 131% от длительно допустимого тока (300 А));

12) ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками (токовая нагрузка составляет 114% от длительно допустимого тока (300 А).

В режимах летних максимальных/минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 19 °С в период 2021-2024 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в ремонтной схеме при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи (токовая нагрузка составляет 131% от длительно допустимого тока (404 А);

2) ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево (токовая нагрузка составляет 130% от длительно допустимого тока (404 А);

3) ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка (токовая нагрузка составляет 105% от длительно допустимого тока (300 А);

4) ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово (токовая нагрузка составляет 105% от длительно допустимого тока (300 А).

В режимах летних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 30 °С в период 2021-2024 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в ремонтной схеме при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи (токовая нагрузка составляет 153% от длительно допустимого тока (357 А);

2) ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево (токовая загрузка составляет 144% от длительно допустимого тока (357 А);

Результаты анализа токовых нагрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности в период 2021-2026 годов при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области приведены в приложении № 6 (таблицы 6.7-6.10).

Для ликвидации выявленных токовых перегрузок в сети 110 кВ и выше в региональном варианте прогноза электропотребления и мощности при среднестатистических значениях величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области рекомендуется:

1) увеличить загрузку генерирующего оборудования (Алексинской ТЭЦ, Черепетской ГРЭС, Ефремовской ТЭЦ, Щекинской ГРЭС), в том числе отключенного в исходной схеме, до располагаемой мощности, а также снижение генерируемой активной мощности ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС до технологического минимума;

2) превентивное отключение на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2021-2023 годов);

3) превентивное отключение на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024-2026 годов);

4) установка АОПО ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи с запретом АПВ и действием на отключение ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи со стороны ПС 220 кВ Люторичи;

5) замена ошиновки на ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет», которая является ограничивающим элементом ВЛ 110 кВ Тулачермет - Металлургическая. Ошиновка выполнена проводом М-95, предлагается замена на провод на большее сечение;

6) замена провода ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево сечение АС-120 на АС-150 протяженностью 25,5 км;

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

3.5. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2026 года

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

3.5.1. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2026 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Ефремовский энергорайон

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

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

Установленная электрическая мощность Ефремовской ТЭЦ на 01.01.2021 составляет 135 МВт.

Расчеты электроэнергетических режимов были выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019.

При анализе установившихся электроэнергетических режимов Ефремовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2021-2026 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Анализ электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области показал, что загрузка ЛЭП, питающих Ефремовский энергорайон, помимо нагрузки потребителей также определяется загрузкой по активной генерации Ефремовской ТЭЦ.

Тульский энергорайон

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

Рост нагрузки обусловлен реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются на перспективу до 2025 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 увеличение нагрузки крупного промышленного потребителя 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. 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 2025 года. ПАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с инвестиционной программой планирует до 2022 года выполнить техперевооружение ПС 220 кВ Металлургическая.

При анализе установившихся режимов Тульского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2021-2026 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Щекинский энергорайон

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

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

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

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в Щекинском энергорайоне были выполнены серии электроэнергетических расчетов установившихся режимов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019. Расчеты выполнены для нормальной схемы, при нормативном возмущении в нормальной схеме, при единичной ремонтной схеме после нормативного возмущения, при двойной ремонтной схеме после нормативного возмущения с учетом температурных условий.

При анализе установившихся режимов Щекинского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2021-2026 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Новомосковский энергорайон

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

По данным ОАО «РЖД» на территории Новомосковского энергорайона с 2024 года предполагается сооружение тяговой ПС 220 кВ Арсенал (2x40 МВА) максимальной мощностью нагрузки 20,7 МВт, присоединяемой

к энергосистеме заходами 220 кВ от ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая.

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в Новомосковском энергорайоне были выполнены серии электроэнергетических расчетов установившихся режимов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019. Расчеты выполнены для нормальной схемы, при нормативном возмущении в нормальной схеме, при единичной ремонтной схеме после нормативного возмущения, при двойной ремонтной схеме после нормативного возмущения с учетом температурных условий.

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше для зимних максимальных/минимальных нагрузок при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области и температуре наружного воздуха минус 26°С в нормальной схеме при нормативном возмущении в период 2021-2026 годов по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности выявил максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

- 1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (127% от $I_{адтн}$ (1000 А) в период 2021-2023 годов;
- 2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая – Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (131% от $I_{адтн}$ (1000 А) в период 2024-2026 годов;
- 3) МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (116% от $I_{адтн}$ (1000 А);
- 4) ВЛ 220 кВ Северная – Химическая (116% от $I_{адтн}$ (1000 А);
- 5) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская (111% от $I_{адтн}$ (1000 А).

В период 2021-2026 годов по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области при температуре наружного воздуха минус 26°С ремонтной схеме при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

- 1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (141% от $I_{адтн}$ (1000 А)) в период 2021-2023 годов;
- 2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (147% от $I_{адтн}$ (1000 А)) в период 2024-2026 годов;
- 3) МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (132% от $I_{адтн}$ (1000 А));

- 4) ВЛ 220 кВ Северная - Химическая (132% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А));
- 5) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская (119% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А));
- 6) МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (123% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А));
- 7) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая (123% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А)).

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше для зимних максимальных/минимальных нагрузок при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области и температуре наружного воздуха плюс 5°С в нормальной схеме при нормативном возмущении в период 2023-2026 годов по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности выявил максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

- 1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (106% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А)) в 2023 году;

- 2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (109% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А)) в период 2024-2026 годов.

В период 2023-2026 годов по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области при температуре наружного воздуха минус 26°С в ремонтной схеме при нормативном возмущении выявлены максимальные токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

- 1) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (119% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А) в 2023 году;

- 2) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (125% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А) в период 2024-2026 годов;

- 3) МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (111% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А));

- 4) ВЛ 220 кВ Северная - Химическая (111% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А));

- 5) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская (102% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А));

- 6) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая (106% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А));

- 7) МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (105% от $I_{\text{адтн}}$ (1000 А)).

Для ликвидации токовых перегрузок рекомендуется увеличить загрузку генерирующего оборудования (Алексинской ТЭЦ, Черепетской ГРЭС,

Ефремовской ТЭЦ, Щекинской ГРЭС), в том числе отключенного в исходной схеме, до располагаемой мощности. В ремонтных схемах исходя из складывающейся схемно-режимной ситуации рекомендуется отключать на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая в период 2021-2023 годов и МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая в период 2024-2026 годов.

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше для зимних максимальных/минимальных нагрузок при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области и температуре наружного воздуха плюс 19 °С, плюс 30°С в нормальной, ремонтной схеме и при нормативном возмущении в нормальной и ремонтной схемах в период 2021-2026 годов по базовому прогнозу электропотребления и мощности не выявил токовых перегрузок электросетевого оборудования.

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

Заокский энергорайон

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

По данным филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» на 01.01.2021 на Алексинской ТЭЦ в работе находятся: ТГ-2 – 12 МВт, ТГ-3 – 29 МВт, ПГУ-1 – 124,2 МВт.

Загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово в режимные дни за 16.12.2020 (18-00) составляла 44 МВА, в режимный день 17.06.2020 АТ-2 был отключен.

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

В таблице 3.20 приведена загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера за 2015-2019 годы.

Таблица 3.20. Загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера за 2015-2019 годы

Контрольный день замера		Величина загрузки АТ-1 на ПС 220 кВ Протон				Величина загрузки АТ-2 на ПС 220 кВ Протон			
		S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	%	S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	%
1		2	3	4	5	6	7	8	9
Зима максимум нагрузки	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	34	33,9	3,9	27	27	34	3,9	27
	19.12.2018	41	40,8	5,4	33	33	40,3	5,4	33
	18.12.2019	отключен				73	71,3	16,3	58
Лето максимум нагрузки	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	45	45,3	1,1	36	45	45,2	1,1	36
	20.06.2018	18	17	4,5	14	18	17	4,5	14
	19.06.2019	16	15,5	1,9	13	15	15,1	1,7	12

Анализ данных таблицы 3.20 показал, что загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера для зимнего и летнего максимума нагрузки составляла не более 36% от установленной мощности АТ.

Сценарий прогнозного электропотребления Тульской области с выделением нагрузки по Заокскому энергорайону на 2021-2026 годы для базового варианта прогноза потребления электроэнергии и мощности в соответствии с проектом «Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021-2027 годы» представлен в таблице 3.21.

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

Наименование показателя	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Электропотребление энергосистемы Тульской области, млрд кВт·ч	10,933	11,084	11,364	11,841	12,166	12,197
Максимум нагрузки энергосистемы Тульской области, МВт	1718	1739	1790	1856	1929	1933
Максимум нагрузки Заокского энергорайона, МВт	102	103	114	116	121	121

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в Заокском энергорайоне были выполнены серии электроэнергетических расчетов установившихся режимов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019. Расчеты выполнены для нормальной схемы, при нормативном возмущении в нормальной схеме, при единичной ремонтной схеме после нормативного возмущения, при двойной ремонтной схеме после нормативного возмущения с учетом температурных условий.

В расчётах принята загрузка Алексинской ТЭЦ в соответствии с данными таблицы 3.22.

Таблица 3.22. Нагрузка Алексинской ТЭЦ, МВт

Номер блока	2021-2026	
	Летний период	Зимний период
ТГ-2	6	12
ТГ-3	0	0
ПГУ-1	124,158	124,158
Всего:	130,158	136,158

Суммарные сведения об объемах технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение (ДТП) максимальной мощностью 5 МВт и менее в Заокском энергорайоне представлены в таблице 3.23.

На ПС 110 кВ Заокская установлено два трансформатора мощностью 16 МВА каждый. Трансформатор Т-1 мощностью 16 МВА введен в эксплуатацию в 1980 году, срок службы 41 год, индекс состояния функциональных узлов 91,49, длительно допустимая нагрузка зимой составляет 17,84 МВА, летом – 14,56 МВА. Трансформатор Т-2 мощностью 16 МВА введен в эксплуатацию в 1978 году, срок службы 43 года, индекс состояния функциональных узлов 75,73, длительно допустимая нагрузка зимой составляет 17,84 МВА, летом – 14,56 МВА. Максимальная загрузка подстанции, зафиксированная в режимный день в период 2018-2020 годов, составляла в зимний период 25,5 МВА, в летний – 12,9 МВА. Суммарный объём нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2021 составляет 12,4 МВт. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует.

При коэффициенте реализации объёма мощности по договорам на ТП на 01.01.2021 суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Заокская

составит летом 15,13 МВА и зимой 27,73 МВА. В связи с этим на ПС 110 кВ Заокская рекомендуется установка трансформаторов мощностью не менее 2х25 МВА (нормативная нагрузочная способность нового трансформатора мощностью 25 МВА в зимний период равна 31,25 МВА, в летний период – 28,75 МВА).

Целесообразность мероприятий по установке трансформаторов мощностью 2х40 МВА на ПС 110 кВ Заокская требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики, поскольку к настоящему моменту необходимо учитывать высокую степень реализации мероприятий по установке на ПС 110 кВ Заокская трансформаторов мощностью 2х40 МВА.

На ПС 110 кВ Средняя установлены трансформаторы мощностью 10 и 16 МВА. Трансформатор Т-2 мощностью 10 МВА введен в эксплуатацию в 1994 году, срок службы 27 лет, индекс состояния функциональных узлов 87,34, длительно допустимая нагрузка зимой составляет 12,5 МВА, летом – 11,5 МВА. Максимальная нагрузка, зафиксированная в режимный день в период 2018-2020 годов, составляла в зимний период 13,5 МВА, в летний – 12,6 МВА. Суммарный объем нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2021 составляет 0,7 МВт. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует.

При коэффициенте реализации объема мощности по договорам на ТП на 01.01.2021 суммарная перспективная нагрузка ПС 110 кВ Средняя составит летом 12,74 МВА и зимой 13,65 МВА. В связи с этим на ПС 110 кВ Средняя рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Средняя с увеличением трансформаторной мощности – заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА (нормативная нагрузочная способность нового трансформатора мощностью 16 МВА в зимний период равна 20 МВА, в летний период – 18,4 МВА).

Таблица 3.23. Объем нагрузки на технологическое присоединение в Заокском энергорайоне, МВт

Величина перспективной летней загрузки трансформатора по отношению к длительно допустимой мощности в режиме N-1, %	12										103,9/103,9	75,3/120,5
Величина перспективной зимней загрузки трансформатора по отношению к длительно допустимой мощности в режиме N-1, %	11										155,4/155,4	73,8/118,1
Объем договоров на ТП по состоянию к 01.01.2021 с учетом коэффициента реализации, МВт	10										2,232	0,14
Величина фактической летней загрузки трансформатора по отношению к длительно допустимой мощности в режиме N-1, %	9										115,2/115,2	67,2/107,0
Загрузка ПС по замерам летнего режимного дня*, (17.06.2020 10:00), МВА	8										12,9	12,6
Величина фактической зимней загрузки трансформатора по отношению к длительно допустимой мощности в режиме N-1, %	7										143,3/143,3	67,6/108,1
Загрузка ПС по замерам зимнего режимного дня*, (16.12.2020 18:00), МВА	6										25,5	13,5
Действующие ДТП на 01.01.2021, МВт	5										12,4	0,7
Длительно допустимая мощность на Летом при Тнв плюс 30°C, МВА	4										14,56/14,56	18,4/11,5
Длительно допустимая мощность на Зимой при Тнв плюс 5°C, МВА	3										17,84/17,84	20,0/12,5
Установленная мощность Т-1/Т-2, МВА	2										16/16	16/10
Наименование подстанции	1											
		ПС 110 кВ Заокская										
		ПС 110 кВ Средняя										

* Максимальная нагрузка ПС за последние три зимних замерных дня (2018-2020).

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

- 1) строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК (2х16 МВА) и отпаяк 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;
- 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;
- 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.

Сроки реализации вышеуказанных мероприятий могут корректироваться с учётом исполнения мероприятий, определенных в технических условиях на технологическое присоединение, условий договора об осуществлении технологического присоединения, а также 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 реализации ТП ООО «ГРАНД-ПАРК» представлен на рисунке 3.1.

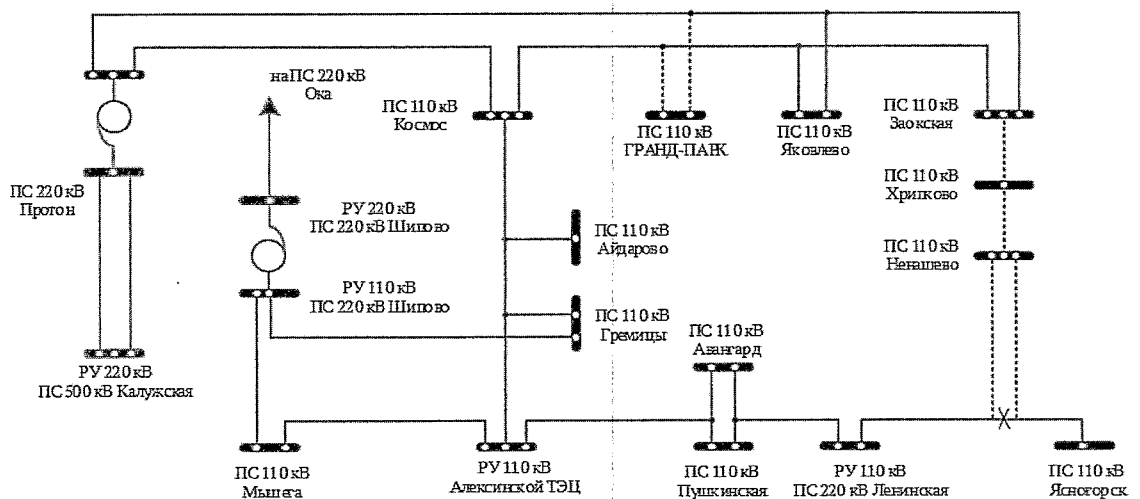


Рисунок 3.1. Участок сети 35-110 кВ Заокского энергорайона после реконструкции

При анализе установившихся режимов Заокского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2021-2026 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.

В энергорайоне выявлено фактическое превышение допустимых значений загрузки центров питания 110 кВ, а именно ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя. Рекомендуются реконструкция ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя с увеличением трансформаторной мощности.

Суворовский энергорайон

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

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

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

При анализе установившихся режимов Суворовского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих базовому прогнозу потребления на этапах 2021-2026 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Энергорайон Люторичи и Бегичево

В настоящее время энергорайон Люторичи и Бегичево включает в себя два центра питания 220 кВ: ПС 220 кВ Люторичи (1х125 МВА) и ПС 220 кВ Бегичево (2х120 МВА).

В 2026 году планируется техническое перевооружение ПС 220 кВ Бегичево в части замены автотрансформатора мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА.

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

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

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

В режимах зимних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26°С и плюс 5°С в период 2021-2026 годов.

В режимах зимних минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26°С в период 2025-2026 годов.

В режимах летних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 30°С и плюс 19°С в период 2021-2026 годов.

Режимы работы, которые приводят к недопустимой загрузке ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи и ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево:

1) отключение ВЛ 220 кВ Северная - Химическая и ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи;

2) отключение ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая и ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи;

3) отключение ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1, ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи и ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая;

4) ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула, ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи, ВЛ 220 кВ Северная - Химическая;

5) ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская, ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи, ВЛ 220 кВ Северная - Химическая.

Выявленные токовые перегрузки ликвидируются размыканием транзита 110 кВ между ПС 220 кВ Бегичево и ПС 220 кВ Люторичи (одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи).

В режимах зимних минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 5°С и летних минимальных нагрузок недопустимой токовой загрузки электрооборудования 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 01.01.2021 на ПС 110 кВ Заокская и ПС 110 кВ Средняя выявлено фактическое превышение допустимых значений загрузки центров питания 110 кВ. Данные объекты рекомендуются для включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра и Приволжья» как объекты первой очереди.

На ПС 110 кВ Заокская установлены два трансформатора мощностью 16 МВА каждый. Максимальная нагрузка подстанции, зафиксированная в режимный день в период 2018-2020 годов, составляет 25,5 МВА. Суммарный объём нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2021 составляет 12,4 МВт. Выявлена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах. На ПС 110 кВ Заокская рекомендуется установка трансформаторов мощностью 2x25 МВА. Целесообразность мероприятий по установке трансформаторов мощностью 2x40 МВА на ПС 110 кВ Заокская требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики, поскольку к настоящему моменту необходимо учитывать высокую степень реализации мероприятий по установке на ПС 110 кВ Заокская трансформаторов мощностью 2x40 МВА.

На ПС 110 кВ Средняя установлены трансформаторы мощностью 10 и 16 МВА. Максимальная нагрузка, зафиксированная в режимный день в период 2018-2020 годов, составила 13,51 МВА. Суммарный объём нагрузки по договорам на ТП на 01.01.2021 составляет 0,7 МВт. Выявлена недостаточная пропускная способность трансформаторов в послеаварийных и ремонтных схемах. 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.

Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов,
имеющих значительный физический износ

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

1) реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск.

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

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

ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Лазарево находятся в эксплуатации с 1957 года и обеспечивают транзит 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск - Мценск. От данного транзита питается значительное число ответственных потребителей, в том числе тяговые подстанции ОАО «РЖД» (ПС 110 кВ Плавск, ПС 110 кВ Лазарево, ПС 110 кВ Скуратово). Линия выполнена в двухцепном исполнении и имеет неудовлетворительное техническое состояние, вызванное повреждением стального сердечника при плавке гололеда в 1966, 1969, 1973 годах, большим количеством ремонтных соединений. Износ ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка на 01.01.2021 составляет 36,88% и ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка на 01.01.2021 составляет 40,18%. 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).

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

Двухцепная ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк и ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками находятся в эксплуатации с 1960 года. На линии промежуточные железобетонные опоры имеют растрескивание и осыпание бетона с оголением арматуры, разрушение фундаментов металлических опор. В процессе эксплуатации с 1960 года от воздействия гололедно-ветровых нагрузок и грозových перенапряжений провод АС-120 имеет многочисленные повреждения, ремонтные бандажы и муфты. Повреждение проводов и грозотроса вызвано несоответствием конструктивного исполнения ВЛ РКУ. Поддерживающая и сцепная арматура подвержена коррозии и имеет износ более 20%. Имели место случаи разрушения железобетонных опор с их падением в 1990 и 1997 годах. Провода имеют коррозию стального сердечника 5-20%. Бухгалтерский износ ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками составляет 96,07% и для ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей составляет 46,05%. Для данных ВЛ КДО составляет 60%, КДП – 65%. Согласно последнему акту обследования данные линии находятся в неудовлетворительном состоянии, не соответствуют требованиям РД34.20.504-94, чем определена необходимость замены опор и провода (без увеличения сечения);

4) реконструкция ВЛ 110 кВ Труново - Советская.

ВЛ 110 кВ Труново - Советская введена в эксплуатацию в 1956 году с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей Киреевского, Щекинского районов и для обеспечения транзита 110 кВ между Щекинской ГРЭС и ПС 220 кВ Бегичево. Значительный износ деревянных опор, на которых выполнена ВЛ 110 кВ Труново - Советская, и линейной арматуры приводит к частым отключениям. Износ ВЛ 110 кВ Труново - Советская на 01.01.2021 составляет 100%. Техническое состояние ВЛ 110 кВ не соответствуют требованиям РД 34.20.504-94. Данная ЛЭП находится в неудовлетворительном техническом состоянии, в связи с чем необходима реконструкция ЛЭП с заменой опор и провода (без увеличения сечения);

5) реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово - Мясново, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная. Износ ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками на 01.01.2021 составляет 100%, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой на ПС Барсуки составляет 100%, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №1 с отпайками составляет 100%, ВЛ 110 кВ Тула - Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная составляет 100%.

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;

б) реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками.

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

Заключение по разделу 3.5.1

На основании проведенного в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности на период 2021-2026 годов сделаны следующие выводы:

1) прогнозный прирост максимума нагрузки в энергосистеме Тульской области к 2026 году составляет 356 МВт по отношению к факту 2020 года, при этом основная его часть приходится на Щекинский энергорайон;

2) за последние 5 лет (2016-2020 гг.) выведено из эксплуатации 980 МВт генерирующих мощностей (установленная мощность электростанций сократилась практически вдвое). Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области на конец 2026 года составит 1620,3 МВт;

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

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

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

6) разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2021-2026 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 2021-2026 годы в рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности (таблица 3.25).

3.5.2. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2025 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

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

Исследования режима работы сети 110 кВ и выше для энергорайонов при региональном прогнозе электропотребления и мощности с учётом запланированного роста нагрузок и мероприятий по усилению сети 110 кВ и выше, связанных с подключением энергопринимающих устройств новых потребителей, расчеты электроэнергетических режимов выполнялись при рекомендуемых значениях величин генерируемой активной мощности электростанций энергосистемы Тульской области.

Ефремовский энергорайон

В настоящее время Ефремовский район относится к территориям опережающего социально-экономического развития (ТОСЭР «Ефремов»). Одним из участников ТОСЭР «Ефремов» предполагается ПАО «Группа Черкизово» с размещением производства мясных продуктов и

ориентировочной максимальной потребляемой мощностью 40 МВт. В связи с этим в рамках регионального прогноза потребления электрической энергии и мощности в Ефремовском энергорайоне предполагается ввод нового крупного потребителя - ТЭСЭР «Ефремов» мощностью потребления 80 МВт.

Также на территории Ефремовского энергорайона ОАО «Щекиноазот» планирует строительство крупного газохимического комплекса на производственной площадке в г. Ефремов.

Стратегия развития площадки ОАО «Щекиноазот» предусматривает поэтапное строительство:

этап 1 строительства к 2025 году с необходимой ориентировочной мощностью 100 МВт (в т.ч. минимум 80 МВт по 1 категории надежности электроснабжения, 20 МВт по 2 категории надежности электроснабжения);

этап 2 строительства к 2030 году с необходимой ориентировочной мощностью 90 МВт по 1 категории надежности электроснабжения.

Суммарно потребление мощности составит 190 МВт, в т.ч. 170 МВт по 1 категории надежности электроснабжения.

Расчеты электроэнергетических режимов были выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019.

При подключении потребителей ТЭСЭР «Ефремов» анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2023 года в нормальной схеме и при аварийных отключениях в нормальной схеме сети токовых перегрузок электросетевого оборудования выше длительно допустимых значений не выявил. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2023 года при аварийных отключениях в ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных нагрузок выявил токовых перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) при температуре наружного воздуха минус 26°С:

ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на Богородицк (547 А или 112% от $I_{адтн}$) при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда (или АТ-1 ПС 220 кВ Звезда) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками без учета реконструкции данной ВЛ. С учетом реконструкции ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на Богородицк загрузка данной ВЛ составит 107% от $I_{адтн}$;

2) при температуре наружного воздуха плюс 5°С:

ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на Богородицк (461 А или 101% от $I_{адтн}$) при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда (или АТ-1

ПС 220 кВ Звезда) и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками без учета реконструкции данной ВЛ. С учетом реконструкции ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на Богородицк загрузка данной ВЛ составит 90% от $I_{адтн}$.

В режимах зимних минимальных, летних максимальных и минимальных нагрузок указанные токовые перегрузки отсутствуют.

Для ликвидации выявленных токовых перегрузок, учитывая невозможность перевода нагрузки потребителей и для обеспечения подключения новых перспективных потребителей в Ефремовском энергорайоне, рекомендуется сооружение дополнительной связи, питающей Ефремовский энергорайон.

В качестве усиления сети предлагается сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево - Звезда (проводом АС-120, длиной 77 км). Данный вариант позволит обеспечить подключение новых перспективных потребителей на территории ТЭСЭР «Ефремов».

Сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево - Звезда позволяет ликвидировать вышеуказанные токовые перегрузки ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на Богородицк при нормативных возмущениях в ремонтных схемах сети.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2025 года в нормальной схеме в режимах зимних минимальных нагрузок при минус 26°C и плюс 5°C выявил токовую перегрузку электросетевого оборудования выше аварийно допустимых значений на ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда (431 А или 107,8% от $I_{адтн}$ и 408 А или 102% от $I_{адтн}$). Ограничивающим элементом является трансформатор тока на ПС 220 кВ Звезда номинальной мощностью 400 А. Для снятия перегрузки рекомендуется замена трансформатора тока на большее номинальное значение.

Присоединение газохимического комплекса ОАО «Щекиноазот» к ПС 220 кВ Звезда по 1 категории надежности электроснабжения невозможно, т.к. подстанция имеет одну линию связи 220 кВ (ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда) с энергосистемой и один АТ 220/110 кВ (для 1 категории надежности электроснабжения требуется два взаимно резервируемых ввода).

Учитывая требования ГОСТ Р 58670-2019, при выполнении расчетов электроэнергетических режимов для подключения газохимического комплекса ОАО «Щекиноазот» рекомендуется сооружение новой ПС 220 кВ Щекиноазот Ефремов с сооружением двух ВЛ 220 кВ Звезда - Щекиноазот Ефремов протяженностью 2х6 км и двух ВЛ 220 кВ Елецкая - Щекиноазот Ефремов ориентировочной протяженностью 2х80 км. На ПС 500 кВ Елецкая

выдается мощность Нововоронежской АЭС-2. На ПС 500 кВ Елецкая установлены два АТ 500/220 кВ мощностью по 501 МВА каждый.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Ефремовском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе 2025 года при аварийных отключениях в ремонтных схемах сети в режимах зимних минимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26°С и плюс 5°С выявил токовые перегрузки следующего электросетевого оборудования:

1) при температуре наружного воздуха минус 26°С:

АТ-1 ПС 220 кВ Звезда 439 А или 117% от $I_{ддтн}$ и 100% от $I_{адтн}$ при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками;

АТ-1 ПС 220 кВ Звезда 432 А или 115% от $I_{ддтн}$ и 99% от $I_{адтн}$ при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей;

АТ-1 ПС 220 кВ Звезда 446 А или 119% от $I_{ддтн}$ и 102% от $I_{адтн}$ при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк;

2) при температуре наружного воздуха плюс 5°С:

АТ-1 ПС 220 кВ Звезда 400 А или 117% от $I_{ддтн}$ и 91% от $I_{адтн}$ при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками;

АТ-1 ПС 220 кВ Звезда 395 А или 113% от $I_{ддтн}$ и 90% от $I_{адтн}$ при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей;

АТ-1 ПС 220 кВ Звезда 406 А или 116% от $I_{ддтн}$ и 93% от $I_{адтн}$ при ремонте ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк.

В режимах зимних максимальных, летних максимальных и минимальных нагрузок указанные токовые перегрузки отсутствуют.

Сооружение второго АТ позволяет ликвидировать вышеуказанные токовые перегрузки АТ-1 ПС 220 кВ Звезда при нормативных возмущениях в ремонтных схемах сети.

Участок схемы электрической сети 110-220 кВ Ефремовского энергорайона после подключения новых потребителей с учётом реконструкции сети представлен на рисунке 3.2.

Мероприятия по подключению к сети указанных объектов являются предварительными и должны быть уточнены в рамках процедуры технологического присоединения.

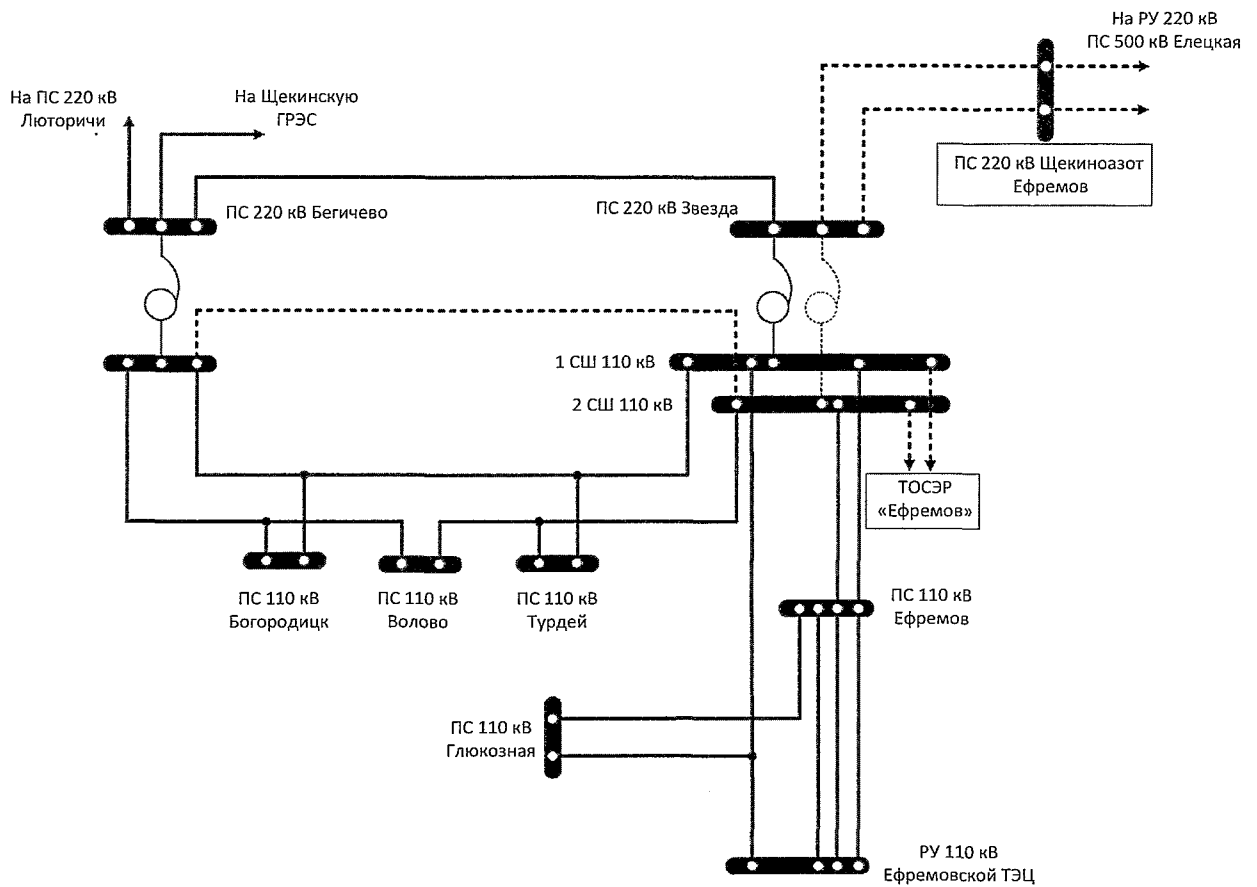


Рисунок 3.2. Участок сети 110-220 кВ Ефремовского энергорайона после подключения новых потребителей с учётом реконструкции сети

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 2021-2026 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 дополнительных ячеек выключателей 110 кВ, замену трансформатора тока на

ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда на большее номинальное значение, установку второго АТ;

2) реконструкция ПС 220 кВ Бегичево, включающая в себя установку дополнительной ячейки выключателя 110 кВ;

3) сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево - Звезда длиной 77 км.

Тульский энергорайон

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

Рост нагрузки обусловлен реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются на перспективу до 2025 года, а также увеличением электропотребления в соответствии с заявками потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

ПС 220 кВ Metallургическая расположена в Ленинском районе (д. Большая Еловая). Автотрансформаторы: АТ-1 и АТ-2 типа АТДЦТН 125000/220/110/10 введены в эксплуатацию в 1981 году и в 1982 году соответственно. В настоящее время схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая не соответствует типовым решениям, поскольку ВЛ 220 кВ подключены к шинам через выключатели, а автотрансформаторы через отделители. Выключатели в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая (кроме выключателей ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь I цепь и ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь II цепь) масляные и введены в эксплуатацию в 1981 году с продлением срока службы до 2025 года. ПАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с инвестиционной программой планирует до 2022 года выполнить техперевооружение ПС 220 кВ Metallургическая.

Мероприятия по организации электроснабжения объектов ООО УК «Промышленно-металлургический холдинг»

На территории Тульского энергорайона ООО УК «Промышленно-металлургический холдинг» предполагает осуществить следующие проекты:

1) сооружение литейно-прокатного комплекса с максимальной мощностью 473,56 МВт на производственной площадке АО «Тулачермет» в г. Туле. В 2025-2026 годах нагрузка литейно-прокатного комплекса составит 272,7 МВт;

2) развитие метизного производства с максимальной мощностью 83,6 МВт, Киреевский район.

Учитывая перспективный рост нагрузки литейно-прокатного комплекса до 473,56 МВт рекомендуется сооружение ПС 500 кВ Тула Новая.

На ПС 500 кВ Тула Новая предполагается:

1) сооружение РУ 500 кВ и 220 кВ с установкой двух АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА;

2) строительство на РУ 500 кВ заходов, проходящей по территории Тульской области, ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская протяженностью по 32 км. При этом образуются ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Тула Новая и ВЛ 500 кВ Михайловская – Тула Новая;

3) строительство на РУ 220 кВ ПС 500 кВ Тула Новая заходов ВЛ 220 кВ Тула – Metallургическая протяженностью по 2 км. При этом образуются ВЛ 220 кВ Тула Новая – Тула № 1 и ВЛ 220 кВ Тула Новая – Metallургическая;

4) строительство на РУ 220 кВ ПС 500 кВ Тула Новая заходов ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская протяженностью по 10 км). При этом образуются ВЛ 220 кВ Тула Новая – Тула № 2 и ВЛ 220 кВ Тула Новая – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская.

Для присоединения объектов ООО УК «Промышленно-металлургический холдинг» к ПС 500 кВ Тула Новая потребуется:

1) для электроснабжения литейно-прокатного комплекса строительство двух двухцепных ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Тула Новая до ПС 220 кВ ПМХ протяженностью по 6 км;

2) для электроснабжения метизного производства строительство двух ВЛ 220 кВ от ПС 500 кВ Тула Новая до ПС 220 кВ Метиз протяженностью по 2 км.

Сооружение ПС 500 кВ Тула Новая позволит не только обеспечить электроснабжение новых крупных потребителей, но и повысить надежность электроснабжения существующих потребителей.

Схема присоединения ПС 500 кВ Тула Новая, ПС 220 кВ ПМХ и ПС 220 кВ Метиз к сетям энергосистемы Тульской области представлена на рисунке 3.3.

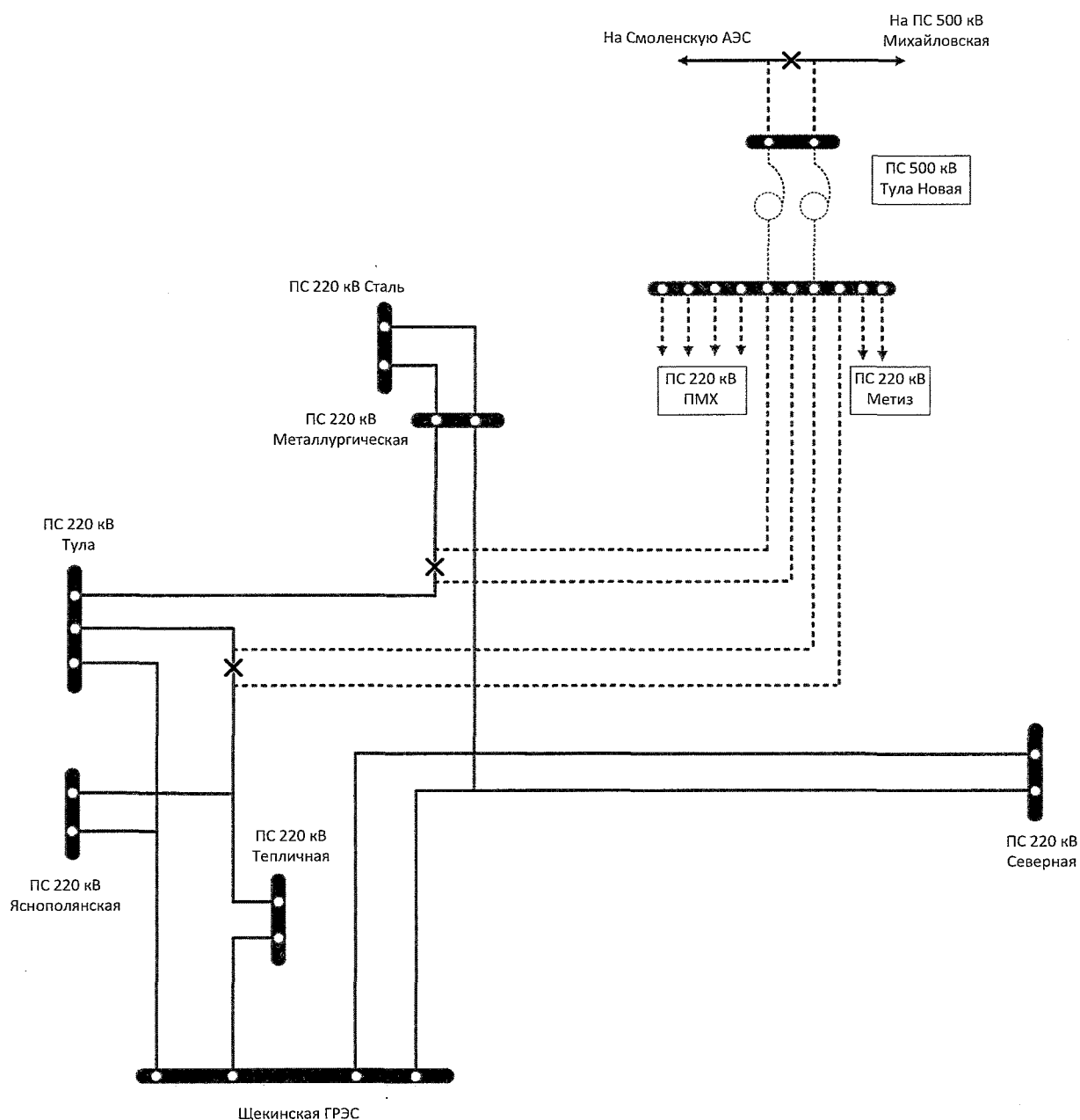


Рисунок 3.3. Схема присоединения ПС 500 кВ Новая, ПС 220 кВ ПМХ и ПС 220 кВ Метиз к сетям энергосистемы Тульской области

Мероприятия по организации электроснабжения объектов нового жилищного строительства

Суммарная мощность предполагаемых заявителей на подключение новых объектов жилищного строительства составляет порядка 100 МВт. Планируется создание следующих крупных микрорайонов жилой застройки:

1) территория комплексного развития «Новая Тула», д. Нижняя Китаевка мощностью 43,0 МВт. Для обеспечения потребителей такой мощностью необходимо сооружение нового центра питания 110 кВ,

питающегося от ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная;

2) микрорайон «Красные ворота» (застройщик АО «Внешстрой»), г. Тула, Зареченский район, пересечение Московского шоссе и ул. Ключевая. Максимальная мощность – 12,4 МВт. Электроснабжение предлагается осуществлять от ПС 110 кВ Медвенка (2x16 МВА) и ПС 110 кВ Рождественская (2x16 МВА). Величина предполагаемой нагрузки составляет 17,3% от $S_{ддтн}$ от суммарной трансформаторной мощности двух подстанций. Фактическая загрузка в зимний период трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Медвенка и ПС 110 кВ Рождественская составляет 12,8 МВА (64% от $S_{ддтн}$ одного трансформатора) и 4,6 МВА (24,5% от $S_{ддтн}$ одного трансформатора) соответственно. Максимальная перспективная загрузка трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Медвенка и ПС 110 кВ Рождественская составляет 14,2 МВА (71% от $S_{ддтн}$ одного трансформатора) и 5,6 МВА (29,8% от $S_{ддтн}$ одного трансформатора) соответственно или суммарно 19,8 МВА (25,5% от $S_{ддтн}$ от суммарной трансформаторной мощности двух подстанций в нормальной схеме или 34,4% от $S_{ддтн}$ в схеме ремонта трансформатора ПС 110 кВ Медвенка). Представленный анализ подтверждает возможность использования ПС 110 кВ Медвенка и ПС 110 кВ Рождественская в качестве центров питания для подключения указанной мощности;

3) жилая застройка «Времена года», Тульская область, Ленинский район, сельское поселение Ильинское. Максимальная мощность – 9,9 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Одоев;

4) микрорайон «Северня Мыза», Тульская область, Ленинский район, Иншинское сельское поселение, д. Мыза. Максимальная мощность – 9,6 МВт с присоединением от ПС 110 кВ Мясново;

5) 1-й Юго-Восточный микрорайон, г. Тула, Центральный район, 1-й Юго-Восточный микрорайон. Максимальная мощность – 8,9 МВт с присоединением от ПС 110 кВ Перекоп;

6) жилой микрорайон «Петровский квартал», Тульская область, Ленинский район, поселок Петровский. Максимальная мощность – 5,3 МВт с присоединением от ПС 110 кВ Привокзальная;

7) многоквартирные жилые дома в районе поселка Молодежный, Тульская область, Ленинский район, сельское поселение Медвенское, пос. Молодежный. Максимальная мощность – 4 МВт, с присоединением от ПС 110 кВ Медвенка;

8) жилой комплекс «Пряничная слобода», г. Тула, Зареченский район, пос. Горелки, ул. Большая. Максимальная мощность – 3,9 МВт с присоединением от ПС 110 кВ Рождественская;

9) застройка жилого квартала в Привокзальном районе г. Тулы, ограниченного улицами Сурикова, Оружейная и Нижняя Волоховская. Максимальная мощность – 3,1 МВт с присоединением от ПС 110 кВ Южная.

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

Для подключения вышеуказанных жилищных комплексов, за исключением территории комплексного развития «Новая Тула», на существующих центрах питания 110 кВ Тульского энергорайона трансформаторных мощностей достаточно.

С целью подключения микрорайона комплексного развития «Новая Тула» к сетям 110 кВ рекомендуется сооружение ПС 110/10 кВ Новая Тула трансформаторной мощностью 2х63 МВА и строительство двух ВЛ 110 кВ отпайками от ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная.

Расчеты электроэнергетических режимов были выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019.

При анализе установившихся режимов Тульского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих региональному прогнозу потребления электрической энергии и мощности на этапах 2021-2024 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.

В период 2025-2026 годов имеет место перегрузка ВЛ 110 кВ Тулачермет-Металлургическая при отключении двух АТ 220/110 кВ на ПС 220 кВ Тула при температуре наружного воздуха минус 26 °С. Рекомендуется замена ошиновки на ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет», которая является ограничивающим элементом ВЛ 110 кВ Тулачермет-Металлургическая. Ошиновка выполнена проводом М-95, предлагается замена на провод сечением АС-240.

Заокский энергорайон

В рассматриваемый период 2021-2026 годов в Заокском районе Тульской области планируется реализация мероприятия по технологическому присоединению энергопринимающих устройств ТЭСЭР «Алексин» максимальной мощностью 53,72 МВт и ООО «ЛетоГрупп» максимальной мощностью 36 МВт.

В качестве основных центров питания ТЭСЭР «Алексин» Заокского энергорайона рассматривались ПС 220 кВ Шипово и шины 110 кВ Алексинской ТЭЦ.

Для технологического присоединения энергопринимающих устройств ООО «ЛетоГрупп» максимальной мощностью 36 МВт предлагается выполнить следующие мероприятия:

сооружение новой ПС 110 кВ ЛетоГрупп;

сооружение двух новых ВЛ 110 кВ Заокская – ЛетоГрупп.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Заокском энергорайоне энергосистемы Тульской области на этапе до 2026 года выявил токовую перегрузку электросетевого оборудования:

в период зимних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26°C в единичной ремонтной схеме после нормативного возмущения при отключении ВЛ 110 кВ Протон - Космос и ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками наибольшая токовая загрузка ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на Яковлево составит 118% (580 А) от Иддтн 490 А. Для ликвидации выявленных токовых перегрузок рекомендуется увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на Яковлево за счет замены провода с АС-120 на АС-150 протяженностью 25,5 км (стоимость мероприятия составит 227,32 млн рублей в ценах 2021 года, без НДС) или ограничение нагрузки потребителей;

в период летних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха плюс 19°C в двойной ремонтной схеме после нормативного возмущения при отключении ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево, ВЛ 110 кВ Протон - Космос и ВЛ 110 кВ Заокская - Хрипково, наибольшая токовая загрузка ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками составит 110% (445 А) от Иддтн 403 А. Для ликвидации выявленных токовых перегрузок рекомендуется увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками за счет замены провода с АС-120 на АС-150 протяженностью 30,6 км или ограничение нагрузки потребителей.

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

Участок схемы электрической сети 110 кВ и выше Заокского энергорайона после реконструкции представлен на рисунке 3.4.

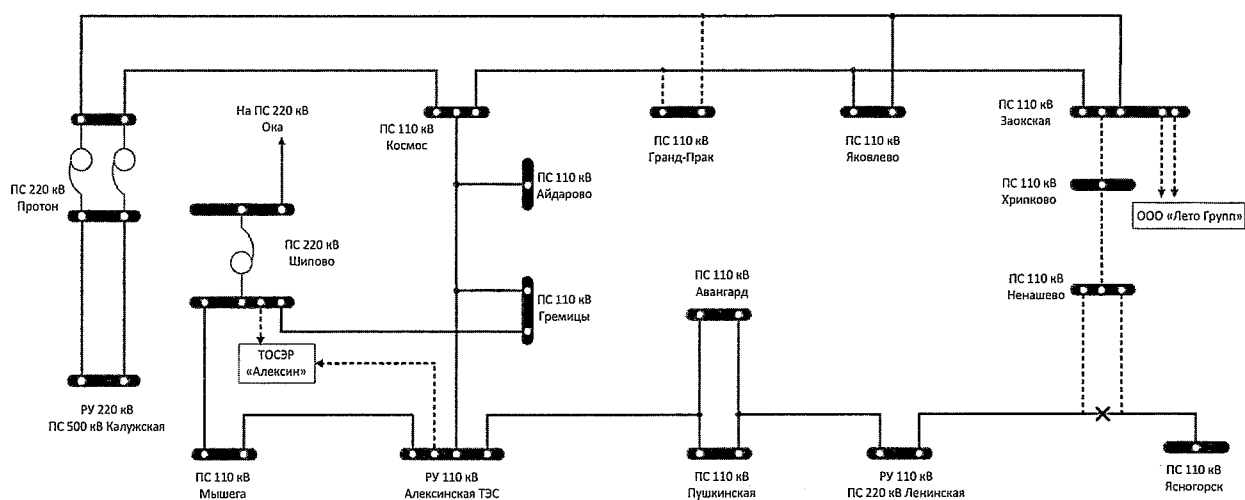


Рисунок 3.4. Участок сети 110 кВ и выше Заокского энергорайона после реконструкции

Щекинский энергорайон

Согласно утвержденным техническим условиям на технологическое присоединение планируется прирост нагрузки ОАО «Щекиноазот» на 40 МВт. В связи с растущей нагрузкой ОАО «Щекиноазот» реализуется ввод новой ПС 110 кВ Карбамид с сооружением двух КЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Яснополянская в 2021 году.

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

Для обеспечения надежного электроснабжения ООО Тепличный комплекс «Тульский» введена в эксплуатацию ПС 220 кВ Тепличная (установлен один трансформатора мощностью 80 МВА и сооружены заходы от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула № 2 с отпайкой на ПС 220 кВ Яснополянская на ПС 220 кВ Тепличная длиной 2х1 км, выполненные проводом АС-400). В 2021 году планируется ввод в эксплуатацию второго трансформатора мощностью 80 МВА.

С целью выявления возможного возникновения токовых перегрузок элементов электрической сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в Щекинском энергорайоне были выполнены серии электроэнергетических расчетов установившихся режимов в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019. Расчеты выполнены для нормальной схемы, при нормативном возмущении в нормальной схеме, при единичной ремонтной схеме после нормативного возмущения, при двойной ремонтной схеме после нормативного возмущения с учетом температурных условий.

При анализе установившихся режимов Щекинского энергорайона энергосистемы Тульской области, соответствующих региональному прогнозу потребления электрической энергии и мощности на этапах 2021-2026 годов, токовых перегрузок электросетевого оборудования, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной и ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных/минимальных и летних максимальных/минимальных нагрузок, не выявлено. Уровни напряжения в узлах сети 110-220 кВ находятся в диапазоне допустимых значений.

Новомосковский энергорайон

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

В соответствии с техническими условиями от 07.05.2019 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «РЖД» на территории Новомосковского энергорайона в 2024 году предполагается сооружение тяговой ПС 220 кВ Арсенал (2x40 МВА) максимальной мощностью нагрузки 20,7 МВт, присоединяемой к энергосистеме заходами 220 кВ от ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая.

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.

Расчеты электроэнергетических режимов были выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ Р 58670-2019.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Новомосковском энергорайоне энергосистемы Тульской области при аварийных отключениях в ремонтных схемах сети в режимах зимних максимальных нагрузок при температуре наружного воздуха минус 26°C показал:

на этапе 2021-2022 годов перегрузок не выявлено;

на этапе 2023 года выявлена перегрузка МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (токовая загрузка составляет 107% от длительно допустимого тока (1000А);

на этапе 2024 года выявлена перегрузка МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая) (токовая загрузка составляет 111% от длительно допустимого тока (1000А);

на этапе 2025-2026 годов перегрузок не выявлено.

Анализ результатов установившихся электроэнергетических режимов для максимальных/минимальных нагрузок в нормальном режиме и после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной схеме сети по региональному прогнозу потребления электрической энергии и мощности на период 2021-2026 годов при температуре наружного воздуха плюс 5°C токовых перегрузок электросетевого оборудования в энергосистеме Тульской области не выявил.

Анализ результатов установившихся электроэнергетических режимов для максимальных/минимальных нагрузок в нормальном режиме и после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной схеме сети по региональному прогнозу потребления электрической энергии и мощности на период 2021-2026 годов при температуре наружного воздуха плюс 19°C, плюс 30°C токовых перегрузок электросетевого оборудования в энергосистеме Тульской области не выявил.

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

Для ввода параметров электроэнергетических режимов в область допустимых значений рекомендуется:

на этапе 2023 года, исходя из схемо-режимной ситуации, превентивное отключение на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая на время ремонта;

на этапе 2024 года, исходя из схемо-режимной ситуации, превентивное отключение на время ремонтов МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая.

Суворовский энергорайон

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

Энергорайон Люторичи и Бегичево

Мероприятия по развитию электросетей энергорайона Люторичи и Бегичево в рамках регионального сценария развития соответствуют мероприятиям, предложенным в рамках базового сценария развития. Для предотвращения недопустимой токовой загрузки ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи и ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево, выявленной при нормативном возмущении в единичных ремонтных схемах в зимний максимум нагрузок

при температуре наружного воздуха минус 26°С рекомендуется установка АОПО ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи с запретом АПВ и действием на отключение ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи со стороны ПС 220 кВ Люторичи.

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

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

Планируется увеличение нагрузки введенного промышленного парка «Узловая» и ОЭЗ ППТ «Узловая» (138 МВт к 2026 году), ТЭС «Алексин» (53,72 МВт к 2026 году), ООО УК «ПМХ» ЛПК-2 (272,3 МВт к 2026 году с последующим набором мощности к 2030 году до 473 МВт), ООО УК «ПМХ» метизное производство (83,6 МВт к 2026 году), ООО «ЛетоГрупп» (36 МВт к 2026 году), ТЭС «Ефремов» (77,1 МВт к 2026 году, в том числе ПАО «Группа Черкизово» 40 МВт), ООО «Тепличный комплекс «Тульский» (150 МВт), ОАО «Щекиноазот» (40 МВт в Щекинском энергорайоне 15 МВт в Ефремовском энергорайоне), ОАО «РЖД» – 20,7 МВт, ОАО «Щекиноазот» (190 МВт в Ефремовском энергорайоне).

Для обеспечения электроэнергией электроприемников промышленного парка «Узловая» и ОЭЗ ППТ «Узловая» (МО Каменецкое, Узловский район, возможный рост нагрузки к 2026 году до 138 МВт) в настоящее время введены в эксплуатацию ПС 110 кВ Протон – Индустриальная трансформаторной мощностью 2х125 МВА и две КВЛ 110 кВ Северная – Индустриальная № 1 и КВЛ 110 кВ Северная – Индустриальная № 2 длиной по 7,2 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ТЭС «Алексин» (возможный рост нагрузки к 2026 году до 53,72 МВт) и ООО «ЛетоГрупп» (возможный рост нагрузки к 2026 году до 36 МВт) рекомендуется увеличение пропускной способности ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на Яковлево за счет замены провода с АС-120 на АС-150 и ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ-Космос с отпайками за счет замены провода с АС-120 на АС-150.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ООО УК «ПМХ» (ЛПК-2 и метизное производство суммарной нагрузкой 356,3 МВт к 2026 году) планируется сооружение ПС 500 кВ Тула Новая с установкой двух

АТ 500/220 кВ мощностью 3х167 МВА, заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, заходов ВЛ 220 кВ Тула – Металлургическая и заходов ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская. Для электроснабжения ЛПК-2 строительство ПС 220 кВ ПМХ и двух двухцепных ВЛ 220 кВ Тула Новая – ПМХ. Для электроснабжения метизного производства строительство ПС 220 кВ Метиз и двух ВЛ 220 кВ Тула Новая – Метиз.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ООО «Тепличный комплекс «Тульский» (Щекинский р-н, в районе пос. Рудный, 150 МВт) сооружена ПС 220 кВ ООО ТК «Тульский» с установкой трансформатора мощностью 80 МВА (установка второго трансформатора мощностью 80 МВА планируется в 2021 году) и заходы от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула №2 с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 220 кВ Тепличная длиной 2х0,5 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.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ОАО «РЖД» в Венёвском районе (20,7 МВт) планируется сооружение ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 2х40 МВА и сооружение заходов к ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая длиной по 3,5 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников кластера «Ефремов» (139 МВт) в Ефремовском энергорайоне рекомендуется сооружение ПС 110 кВ ТОСЭР Ефремов, двух ВЛ 110 кВ Звезда - ТОСЭР Ефремов и ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда длиной 77 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ОАО «Щекиноазот» (нагрузка в 2026 году 100 МВт с последующим увеличением до 190 МВт) планируется сооружение ПС 220 кВ Щекиноазот Ефремов с сооружением двух ВЛ 220 кВ Звезда- Щекиноазот Ефремов протяженностью 2х6 км и двух ВЛ 220 кВ Елецкая- Щекиноазот Ефремов ориентировочной протяженностью 2х80 км.

Анализ влияния перевода выдачи мощности ПГУ Новомосковской ГРЭС в электрическую сеть АО «НАК «Азот»

Новомосковская ГРЭС расположена в г. Новомосковске. На 01.01.2021 года установленная мощность станции составляет 233,7 МВт. Новомосковская ГРЭС входит в состав филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация».

В настоящее время выдача мощности ПГУ-190/187,65 осуществляется на напряжении 15,75 кВ на шины ОРУ 110 кВ Новомосковской ГРЭС.

Через шины 220 кВ Новомосковской ГРЭС осуществляется транзит мощности и электроэнергии между энергосистемой Тульской области и энергосистемой Рязанской области по ВЛ 220кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС и ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская.

Сетевые ограничения в распределительных устройствах 110-220 кВ на выдачу мощности Новомосковской ГРЭС отсутствуют.

Для определения влияния на режим работы сети 110 кВ и выше перевода выдачи мощности ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС в электрическую сеть АО «НАК «Азот» были выполнены расчеты электроэнергетических режимов для нормальных схем на 2026 год.

Анализ результатов выполненных расчетов электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше показал, что при переводе выдачи мощности ПГУ-190 Новомосковской ГРЭС в электрическую сеть АО «НАК «Азот» имеет место снижение загрузки по активной мощности следующих элементов сети 220 кВ:

ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая;

ВЛ 220 кВ Северная - Химическая;

ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая;

ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2;

АТ-1(2)(3) на ПС 220 кВ Северная;

АТ-1(2) на ПС 220 кВ Химическая.

Заключение по разделу 3.5.2

На основании проведенного в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электрической энергии и мощности на период 2021-2026 сделаны следующие выводы:

1) прогнозный прирост максимума нагрузки в энергосистеме Тульской области к 2026 году составляет 848 МВт по отношению к факту 2020 года,

при этом основная его часть приходится на Щекинский, Новомосковский и Ефремовский энергорайоны;

2) суммарная мощность выведенного из эксплуатации генерирующего оборудования ТЭС в энергосистеме Тульской области за период 2016-2020 годов составила 980 МВт. В региональном прогнозе суммарная установленная мощность электростанций в 2026 году составит 1620,3 МВт;

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

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

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

6) разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2021-2026 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 2021-2026 годы в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности (таблица 3.26).

3.6. Анализ надёжности 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 решения. 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 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 запетления выделенных фидеров», для чего необходимо заключение трехсторонних соглашений, устанавливающих порядок действия сторон и их обязанности.

3.7. Расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2026 года

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

Расчетная модель энергосистемы Тульской области на этапе 2021-2026 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 2021-2026 годов для базового и регионального прогнозов потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Тульской области.

В базовом прогнозе потребления электроэнергии и мощности на период 2021-2026 годов расчетные токи КЗ не превышают отключающую способность установленных выключателей во всех узлах сети (при существующих точках деления сети).

В региональном прогнозе потребления электроэнергии и мощности на период 2021-2026 годов расчетные токи КЗ не превышают отключающую способность установленных выключателей во всех узлах сети (при существующих точках деления сети), за исключением следующих выключателей:

на ПС 220 кВ Тула в РУ 220 кВ токи трехфазного и однофазного КЗ достигнут значений 28,1 кА и 27,5 кА соответственно.

Рекомендуется замена семи выключателей с отключающей способностью 25 кА на выключатель с отключающей способностью не менее 31,5 кА.

3.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2026 года

Анализ уровней напряжения показывает, что при использовании имеющихся средств регулирования напряжения (коэффициентов трансформации и установок по напряжению на генераторах электростанций) в сети 110–220 кВ во всех режимах находятся в допустимых пределах – не выше наибольшего рабочего напряжения и не ниже критического напряжения с учетом коэффициента запаса по напряжению в узле нагрузки.

В рамках базового и регионального прогнозов потребления электрической энергии и мощности уровни напряжения на шинах ПС 110 кВ и выше в энергосистеме Тульской области во всех рассмотренных, в том числе и в наиболее тяжёлых послеаварийных режимах, находятся в диапазоне допустимых значений и применение устройств СКРМ в энергосистеме Тульской области на перспективном этапе 2021-2026 не требуется.

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 98% от общей протяженности ВЛ 220 кВ;
- 2) АТ 220/110 кВ со сроком службы более 25 лет составляют 83%;
- 3) ВЛ 110 кВ со сроком службы более 30 лет составляют около 92%;
- 4) трансформаторы филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» со сроком службы более 25 лет составляют около 79%.

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 01.01.2021 по сетевым предприятиям Тульской области приведены в таблице 3.24.

Таблица 3.24. Сведения об износе объектов электросетевого хозяйства по состоянию на 01.01.2021 по сетевым предприятиям Тульской области, %

Группы основных средств	Наименование предприятия						
	Приокское ПМЭС	Филиал «Тулэнерго»	АО «ТГЭС»	ОАО «ЦТЭС»	ООО «Энергосеть»	ООО «Пром-Энерго-Сбыт»	АО «АЭСК»
Всего износ основных средств, %, в том числе	-	54,7	43,95	48,2	71	66	43
ВЛ 220 кВ	29	-	-	-	-	-	-
ЛЭП 110 кВ	-	51,43	-	-	83	-	-
ЛЭП 35 кВ	-	67	-	-	-	-	-
ЛЭП 6-10 кВ (ВЛ/КЛ)	-	62,7		41,3/47,0	72/72	71/68	41,8/13,8
ЛЭП 0,4 кВ (ВЛ/КЛ)	-	50,5	40,81/40,6	68,3/40,6	73/86	80/80	39,4/39,3
ПС 220 кВ	79	-	-	-	-	-	-
ПС 35-110 кВ	-	64,7-69,6	-	-	-	-	-
ТП-РП 6-10/0,4 кВ	-	50,5-62,7	52,69	42,8	59	80	40,7

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. Анализ схемно-режимной ситуации в энергосистеме Тульской области при потере питания со стороны ПС 220 кВ Протон

В рамках базового прогноза потребления электрической энергии и мощности с учётом реализации мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств ООО «ГРАНД-ПАРК» и при отсутствии питания со стороны ПС 220 кВ Протон (отключены ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Космос со стороны ПС 220 кВ Протон) электроснабжение Заокского энергорайона будет осуществляться по ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками и ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково. При аварийном отключении одной из указанных ВЛ 110 кВ в нормальной схеме или выводе в ремонт параметры электроэнергетического режима в рассматриваемый перспективный период 2021-2026 годов находятся в диапазоне допустимых значений. Проведение ремонтной кампании затрудняется ввиду того, что аварийное отключение одной из указанных ВЛ 110 кВ при ремонте другой приведёт к прекращению электроснабжения части потребителей Заокского энергорайона, так как осуществлять полноценное электроснабжение по сети низкого напряжения нет возможности из-за меньшей пропускной способности электрической сети. При этом пропускной способности ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками или ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково достаточно, чтобы обеспечить подключение новых потребителей в Заокском энергорайоне в объёме договоров, заключённых к 01.01.2021.

В рамках регионального прогноза анализ результатов расчета установившихся электроэнергетических режимов Заокского энергорайона энергосистемы Тульской области с учётом реализации мероприятий по технологическому присоединению энергопринимающих устройств ООО «ГРАНД-ПАРК», ООО «ЛетоГрупп» и ТЭСЭР «Алексин» и в соответствии требованиями ГОСТ Р 58670-2019 выявил, что отключение питания со стороны ПС 220 кВ Протон (отключены ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон – Космос со стороны ПС 220 кВ Протон) в ремонтных схемах при нормативном возмущении сети 110 кВ приводит к прекращению электроснабжения части потребителей Заокского энергорайона. Полноценное электроснабжение по сети низкого напряжения невозможно из-за меньшей пропускной способности сети. Для надежного электроснабжения потребителей рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Заокская с переводом питания на напряжение 220 кВ и сооружением заходов ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока и установкой двух АТ связи 220/110 кВ мощностью по 125 МВА каждый

(стоимость мероприятия составит 1353,12 млн рублей в ценах 2021 года, без НДС).

Рассмотренный вариант усиления сети при отключении питания со стороны ПС 220 кВ Протон с учетом присоединения новых потребителей к сети 110 кВ и предлагаемое техническое решение является предварительными и должно уточняться в отдельной работе в рамках процедур технологического присоединения к сети новых потребителей и последующего проектирования.

В связи с этим рекомендуется урегулирование правовых отношений между филиалом «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» и НИЦ «Курчатовский Институт» - ИФВЭ в рамках существующего законодательства.

3.11. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области

Перечни реализуемых и перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области сформированы на основании расчетов электрических режимов и разделены в соответствии со сценариями развития региональной энергетики, соответствующими базовому (таблица 3.25) и региональному (таблица 3.26) 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 в ценах 2021 года без учета НДС.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов на период 2021-2026 годов не выявил необходимости в корректировке сроков ввода электросетевых объектов напряжением 220 кВ относительно сроков, рекомендованных в схеме и программе развития ЕЭС России на семилетний период в актуальной редакции.

Таблица 3.25. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2021-2026 годы в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта до реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Характеристика объекта после реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Цели, решаемые при реконструкции/ строительстве	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн руб. (с НДС)*
1	2	3	4	5	6	7
Мероприятия, выполняемые в соответствии с проектом СиПР ЭЭС России на 2021-2027 годы						
1. Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА и увеличением трансформаторной мощности до 160 МВА	-	1x80 МВА	2021	Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ТК «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	1447,4
2. Строительство ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)	-	2x40 МВА	2024	Технические условия от 07.05.2019 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1424,1
Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2x3,5 км)	-	2x3,5 км	2024		ПАО «ФСК ЕЭС»	

1	2	3	4	5	6	7
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов 220 кВ						
3. Реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор мощностью 200 МВА без изменения трансформаторной мощности	220 кВ / 200 МВА	220 кВ / 200 МВА	2024	Реновация основных фондов	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	267,2
4. Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВА до 296,5 МВА	220 кВ / 120 МВА	220 кВ / 125 МВА	2026	Реновация основных фондов	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	218,5
5. Реконструкция ОРУ-220 кВ (схема № 220-7 Четырехугольник) ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	2022	Реновация основных фондов	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	348,75
Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей						
6. Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпайк к ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	-	2x16 МВА 2x0,23 км	2021	Технические условия от 30.06.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ГРАНД-ПАРК»	ООО «ГРАНД-ПАРК», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	345,2
7. Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом на напряжение 110 кВ и строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск	35 кВ / 4 МВА 35 кВ / 10 МВА	110 кВ / 4 МВА 110 кВ / 10 МВА 110 кВ / 2x10,5 км	2021		ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	676,44

1	2	3	4	5	6	7
8 Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково и ЛЭП 35 кВ Ненашево – Хрипково с переводом ПС и ВЛ на напряжение 110 кВ	35 кВ / 2х2,5 МВА 35 кВ / 17 км	110 кВ / 2х2,5 МВА 110 кВ / 17 км	2021			227,52
9 Реконструкция ПС 110 кВ Заокская и перевод ЛЭП 35 кВ Хрипково – Заокская на напряжение 110 кВ	35 кВ / 16 км	110 кВ / 16 км	2021			213,84
10 Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид	-	2х60 МВА, 2х3 км	2021	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «Щекиноазот»	ОАО «Щекиноазот»	790,4
Мероприятия, рекомендуемые для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений						
11. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов с 2х16 МВА на 2х25 МВА***	2х16 МВА	2х25 МВА	2021	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	493,0
12. Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	1х10 МВА	1х16 МВА	2022			3,96
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ**						
13. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	0,8 км	0,8 км	2022	Реновация основных	ПАО «МРСК	1,85

1	2	3	4	5	6	7
14. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная	26,85 км	26,85 км	2025	фондов	Центра и Приволжья»	357,84
15. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей	20,0 км	20,0 км	2023			170,15
16. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор № 105-163А	8,7 км	8,7 км	2023			68,24
17. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	29,44 км	29,44 км	2023			303,72
18. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская	3,0 км 18,0 км	3,0 км 18,0 км	2021 2023			219,35
19. Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево	12,0 км	12,0 км	2024			142,0
20. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30,0 км	30,0 км	2024			277,2

*Стоимость мероприятий указана в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы или с ИП ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2021-2025 в прогнозных ценах соответствующих лет (с НДС).

** Реконструкция ВЛ 110 кВ без увеличения сечения провода.

***Целесообразность мероприятий по установке трансформаторов мощностью 2х40 МВА на ПС 110 кВ Заокская требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики, поскольку к настоящему моменту необходимо учитывать высокую степень реализации мероприятий по установке на ПС 110 кВ Заокская трансформаторов мощностью 2х40 МВА.

Таблица 3.26. Перечень перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2021-2026 годы в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта до реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Характеристика объекта после реконструкции, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Цели, решаемые при реконструкции/строительстве	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн руб. (без НДС)*
1	2	3	4	5	6	7
Мероприятия, выполняемые в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на 2021-2027 годы						
1. Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА и увеличением трансформаторной мощности до 160 МВА*	-	1x80 МВА	2021	Технические условия от 13.03.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ТК «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	1447,4
2. Строительство ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 80 МВА (2x40 МВА)*	-	2x40 МВА	2024	Технические условия от 07.05.2019 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «РЖД»	ОАО «РЖД»	1424,1
Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2x3,5 км)*	-	2x3,5 км	2024		ПАО «ФСК ЕЭС»	

1	2	3	4	5	6	7
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов 220 кВ						
3. Реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 200 МВА на автотрансформатор мощностью 200 МВА без изменения трансформаторной мощности	220 кВ / 200 МВА	220 кВ / 200 МВА	2024	Реновация основных фондов	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	267,2
4. Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ мощностью 120 МВА на автотрансформатор мощностью 125 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВА до 296,5 МВА	220 кВ / 120 МВА	220 кВ / 125 МВА	2026	Реновация основных фондов	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	218,5
5. Реконструкция ПС 220 кВ Звезда с установкой второго автотрансформатора мощностью 125 МВА при реализации ТП ТОСЭР Ефремов****	-	220 кВ / 125 МВА	2025	Устранение превышения допустимой токовой загрузки	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	299,18
6. Замена выключателей в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Тула****	7 шт.	7 шт.	2021- 2024	Устранение превышения отключающей способности выключателя	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	665,16
7. Реконструкция ОРУ-220 кВ (схема № 220-7 Четырехугольник) ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	2022	Реновация основных фондов	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	348,75
8. Установка на ПС 220 кВ Люторичи АОПО ВЛ 110 кВ Ушаково – Люторичи с запретом АПВ и действием на отключение ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи со стороны ПС 220 кВ Люторичи****	-	-	2021	Устранение превышения допустимой токовой загрузки	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС	3,58

1	2	3	4	5	6	7	
Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей							
9. Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпайек к ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	-	2х16 МВА 2х0,23 км	2021	Технические условия от 30.06.2017 на технологическое присоединение электроустановок ООО «ГРАНД-ПАРК»	ООО «ГРАНД-ПАРК», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	345,2	
10. Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом на напряжение 110 кВ и строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск	35 кВ / 4 МВА 35 кВ / 10 МВА	110 кВ / 4 МВА 110 кВ / 10 МВА 110 кВ / 2х10,5 км	2021		ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	676,44	
11. Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково и ЛЭП 35 кВ Ненашево – Хрипково с переводом ПС и ВЛ на напряжение 110 кВ	35 кВ / 2х2,5 МВА 35 кВ / 17 км	110 кВ / 2х2,5 МВА 110 кВ / 17 км	2021				227,52
12. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская и перевод ЛЭП 35 кВ Хрипково – Заокская на напряжение 110 кВ	35 кВ / 16 км	110 кВ / 16 км	2021				
13. Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид	-	2х60 МВА, 2х3 км	2021	Технические условия от 10.07.2017 на технологическое присоединение электроустановок ОАО «Щекиноазот»	ОАО «Щекиноазот»	790,4	
14. Строительство ПС 110 кВ ЛетоГрупп с установкой двух Т 110/10 кВ и двух ВЛ 110 кВ Заокская – ЛетоГрупп****	-	2х40 МВА 2х10 км	2021	Технологическое присоединение новых потребителей завода по глубокой переработке яйца	Сторона в соответствии с условиями договора на ТП	618,7	

1	2	3	4	5	6	7
15. Строительство ПС 110 кВ ТОСЭР Алексин с установкой двух Т 110/10 кВ и ВЛ 110 кВ Шипово – ТОСЭР Алексин, ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – ТОСЭР Алексин****	-	2х63 МВА 5 км 5 км	2021	Технологическое присоединение новых потребителей территории опережающего социально-экономического развития «Алексин»	Сторона в соответствии с условиями договора на ТП	623,46
16. Строительство ПС 110 кВ ТОСЭР Ефремов с установкой двух Т 110/10 кВ и двух ВЛ 110 кВ Звезда – ТОСЭР Ефремов****	-	2х80 МВА 2х5 км	2023	Технологическое присоединение новых потребителей на территории опережающего социально-экономического развития «Ефремов»	Сторона в соответствии с условиями договора на ТП	604,01
17. Строительство ПС 110 кВ Новая Тула с двумя Т 110/10 кВ и отпаяк на ПС Новая Тула от ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 2 в отпайкой на ПС Южная****	-	2х63 МВА 2х1 км	2024	Технологическое присоединение новых потребителей территории комплексного развития «Новая Тула»	Сторона в соответствии с условиями договора на ТП	344,17
18. Строительство ПС 500 кВ Тула Новая, с установкой двух АТ 500/220 кВ, с сооружением заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, заходов ВЛ 220 кВ Тула – Металлургическая, ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская, сооружение двух двухцепных ВЛ 220 кВ Тула Новая – ПМХ, двух ВЛ 220 кВ Тула Новая – Метиз****	-	2х501 МВ А 2х32 км 2х2 км 2х10 км 2х6 км 2х2 км	2025	Технологическое присоединение новых электроустановок ООО УК «ПМХ» литейно-прокатного комплекса и метизного производства	Сторона в соответствии с условиями договора на ТП	7801,06

1	2	3	4	5	6	7
19. Сооружение ПС 220 кВ Щекиноазот Ефремов (сооружение двух ВЛ 220 кВ Елецкая – Щекиноазот Ефремов, двух ВЛ 220 кВ Звезда – Щекиноазот Ефремов, реконструкция ПС 220 кВ Звезда, реконструкция ПС 500 кВ Елецкая)****	-	2х60 км 2х6 км	2025	Технологическое присоединение новых электроустановок газохимического комплекса ОАО «Щекиноазот»	Сторона в соответствии с условиями договора на ТП	2808,88
Мероприятия, рекомендуемые для устранения выявленных схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров режима из области допустимых значений						
20. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов с 2х16 МВА на 2х25 МВА***	2х16 МВА	2х25 МВА	2021	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	493,0
21. Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	1х10 МВА	1х16 МВА	2022			3,96
22. Замена ошиновки 110 кВ на ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» провод М-95 на провод АС-240****	-	-	2025	Технологическое присоединение новых потребителей	АО «Тулачермет»	5,53
23. Реконструкция ПС 220 кВ Звезда с заменой трансформатора тока ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда с 400 А на 600 А при реализации ТП Щекиноазот Ефремов и ТП ТОСЭР Ефремов****			2025	Технологическое присоединение новых потребителей	ПАО «ФСК ЕЭС	4,8
24. Сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево – Звезда (провод АС-120) при реализации ТП ТОСЭР Ефремов****	-	110 кВ / 77 км	2023	Технологическое присоединение новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	874,05

1	2	3	4	5	6	7
25. Замена провода ВЛ 110 кВ Протон-Заокская с отпайкой провод АС-120 на провод АС-150****	25,5 км	25,5 км	2022	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	227,32
26. Замена провода ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками провод АС-120 на провод АС-150****	30,6 км	30,6 км	2024	Устранение превышения допустимой токовой загрузки с учетом технологического присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	272,8
27. Замена выключателей в РУ 110 кВ ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»****	3 шт.	3 шт.	2021-2024	Устранение превышения отключающей способности выключателя	АО «Тулачермет»	104,9
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ**						
28. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	0,8 км	0,8 км	2022	Реновация основных фондов	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	1,85
29. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская – Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово- Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная	26,85 км	26,85 км	2025			357,84
30. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей	20,0 км	20,0 км	2023			170,15

1	2	3	4	5	6	7
31. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор № 105-163А	8,7 км	8,7 км	2023			68,24
32. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	29,44 км	29,44 км	2023			303,72
33. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново – Советская	3,0 км 18,0 км	3,0 км 18,0 км	2021 2023			219,35
34. Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево	12,0 км	12,0 км	2024			142,0
35. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30,0 км	30,0 км	2024			277,2

*Стоимость мероприятий указана в соответствии с проектом СиПР ЕЭС на 2021-2027 годы или с ИП ПАО «МРСК Центра и Приволжья» на 2021-2025 в прогнозных ценах соответствующих лет (с НДС).

**Реконструкция ВЛ 110 кВ без увеличения сечения провода.

***Целесообразность мероприятий по установке трансформаторов мощностью 2х40 МВА на ПС 110 кВ Заокская требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики, поскольку к настоящему моменту необходимо учитывать высокую степень реализации мероприятий по установке на ПС 110 кВ Заокская трансформаторов мощностью 2х40 МВА.

****Представленные технические решения являются предварительными и должны быть уточнены на стадии технологического присоединения

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

В Тульской области плановые значения 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.

3.13. Развитие источников генерации Тульской области на 2021–2026 годы

На период с 2021 года по 2026 год изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме не планируются.

В результате реализации намеченного развития генерирующих мощностей на электростанциях энергосистемы Тульской области в базовом и региональном вариантах потребления электрической энергии и мощности установленная мощность в 2026 году сохранится на уровне отчетного 2020 года и составит 1620,3 МВт.

Перечень существующих и планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2026 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности приведён в приложении № 1.

3.13.1. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2026 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

На период с 2021 года по 2026 год изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме не планируются.

Анализ результатов расчета электроэнергетических режимов показал, что для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП, необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме.

3.13.2. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2026 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

На период с 2021 года по 2026 год изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме не планируются.

Анализ результатов расчета электроэнергетических режимов показал, что для поддержания параметров электроэнергетических режимов в области допустимых значений с учётом ввода новых крупных потребителей по имеющимся ТУ на ТП, необходимо обеспечить готовность к несению нагрузки Щекинской ГРЭС в требуемом по схемно-режимной ситуации объёме.

3.13.3. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2026 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

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

с 01.10.2023 пароводогрейной котельной на Новомосковской ГРЭС установленной тепловой мощностью 180 Гкал/ч;

с 01.01.2023 пароводогрейной котельной Алексинской ТЭЦ установленной тепловой мощностью 170 Гкал/ч.

На Ефремовской ТЭЦ филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» планируется проведение мероприятий по повышению эффективности и экономичности генерирующего оборудования.

3.13.4. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2026 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

В случае принятия решения по выводу из эксплуатации генерирующего оборудования старых частей Новомосковской ГРЭС и Алексинской ТЭЦ не приведет к снижению надежности или ограничению подачи тепла потребителям с учетом строительства замещающих котельных для покрытия пиковых тепловых нагрузок. Работа новых котельных полностью обеспечит покрытие тепловых нагрузок.

3.13.5. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)

Анализ результатов расчёта электроэнергетических режимов, а также баланса тепловой и электрической энергии не выявил необходимости ввода дополнительной генерации в базовом и региональном вариантах развития электроэнергетики энергосистемы Тульской области.

Исходя из достаточности генерирующих мощностей энергосистемы Тульской области и климатических особенностей региона, ввод новых генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (перспективное использование возобновляемых источников энергии в Тульской области), нецелесообразен.

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 3.27. 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 3.27. 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

Следует отметить, что солнечная радиация имеет ограниченное время в сутках и различное по продолжительности в разных месяцах года. Долгота дня изменяется в диапазоне от 7 часов в январе/декабре до 17 часов в июне. Как можно видеть из рисунка 3.5 продолжительность солнечного сияния в Тульской области составляет от 1750 до 1800 часов в год или 72-75 солнечных дней. На объем выработки электрической энергии так же влияют погодные условия, затенение, температуры (при высоких температурах в летний период КПД солнечных панелей (моно-кристаллических и поликристаллических) снижается).

Так по действующим в энергосистеме Республики Крым и г. Севастополя СЭС при суммарной установленной мощности 300 МВт выработка электроэнергии за последние три года составляла от 405 до 423

млн кВт.ч с числом часов использования установленной мощности 1300-1400 час/год.

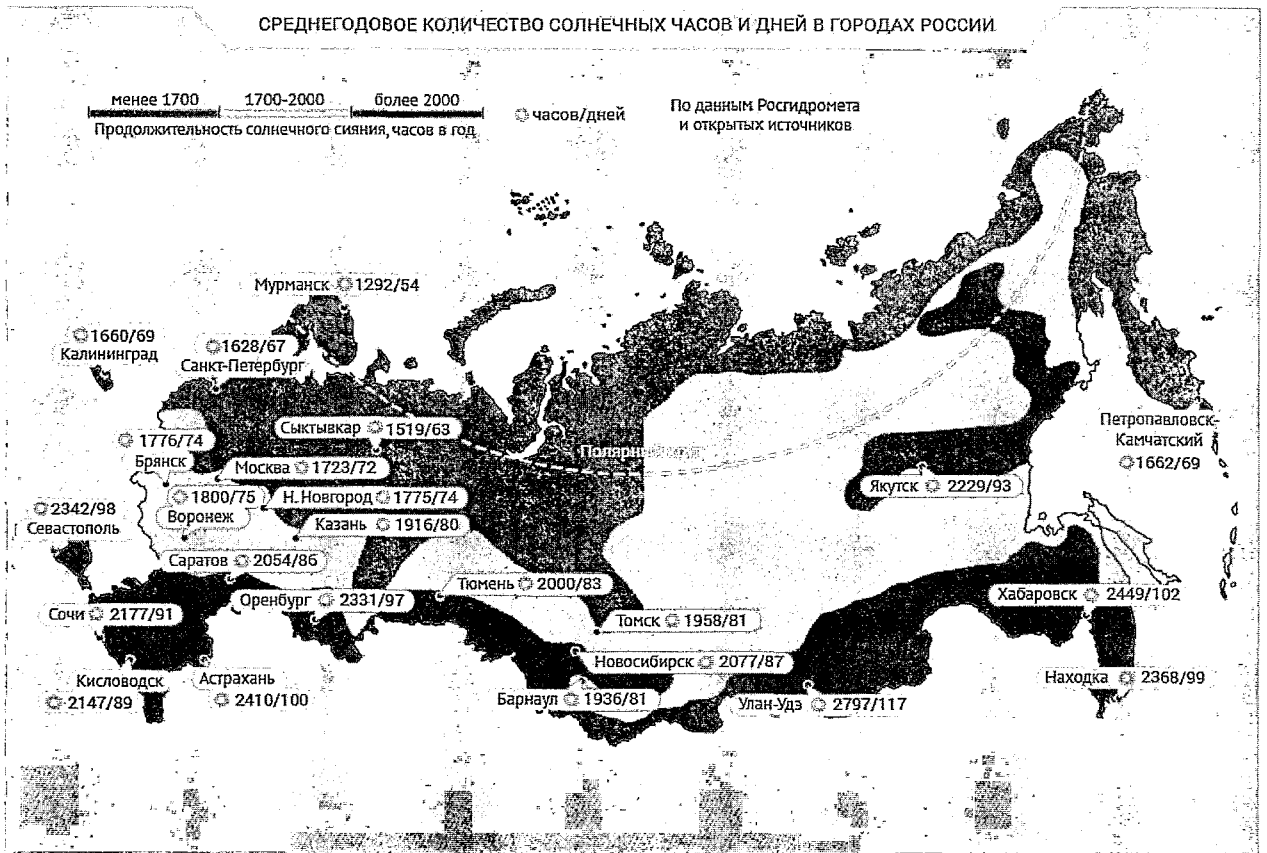


Рисунок 3.5. Среднегодовое количество солнечных часов и дней в городах России

Ввиду несоответствия как в суточном, так и в годовом разрезе максимальной солнечной инсоляции и максимальных электрических нагрузок, а также малое число часов солнечных дней в году на широте Тульской области и, следовательно, незначительное число часов использования мощности СЭС, строительство СЭС в Тульской области нецелесообразно.

Учитывая недостаточный ветропотенциал, – среднегодовая скорость ветра по Богородицкому району составляет 2,4 м/с, как следствие - низкое число часов использования установленной мощности (515-1325 ч), сооружение Тульской ВЭС в энергосистеме Тульской области нецелесообразно.

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

1) недостаточный ветропотенциал – среднегодовая скорость ветра по Тульской области составляет 2,2 м/с. В холодное время года скорость ветра выше. Самым ветреным месяцем является декабрь. При такой скорости ветра

ветрогенератор вырабатывает около 30% от своей номинальной мощности. Данные по скорости ветра для муниципального образования город Тула приведены в таблице 3.28;

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 3.28. Данные по скорости ветра Тульской области, м/с

Расположение метеостанции	Среднегодовая скорость ветра (на высоте 10 м)	Средняя скорость ветра			
		Зима	Весна	Лето	Осень
Тула	2,3	2,6	2,5	1,9	2,3
Алексин	1,6	1,9	1,7	1,1	1,7
Волово; Богородицк	2,4	2,9	2,4	1,8	2,5
Ефремов	1,9	2,2	1,9	1,5	1,9
Плавск	1,6	2,1	1,5	1,1	1,8
Суворов	2,9	3,3	2,9	2,4	2,8
Узловая	2,5	2,9	2,4	2,3	2,6

ООО «Энел Грин Пауэр Рус» планирует в 2026 году технологическое присоединение ветровой электростанции Тульская ВЭС установленной мощностью 200 МВт к электрическим сетям энергосистемы Тульской области (Тульская область, Богородицкий район, деревня Рогачи).

Проектом схемы и программы развития ЕЭС России на 2021-2027 годы ввод генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в энергосистеме Тульской области не предполагается.

Анализ влияния сооружения ветровой электростанции Тульская ВЭС максимальной располагаемой мощностью 200 МВт на режим работы сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области

С учетом расположения площадки Тульской ВЭС рассмотрены два варианта схемы выдачи мощности:

- 1) вариант № 1. Подключение Тульской ВЭС по схеме «заход-выход» к ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда;
- 2) вариант № 2. Подключение Тульской ВЭС отпайками к ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк.

При подключении Тульской ВЭС по схеме «заход-выход» к ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда (вариант № 1) анализ результатов расчетов установившихся электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области для нормальных схем с учетом регионального варианта развития на период 2026 года показал, что токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено.

При подключении Тульской ВЭС отпайками к ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк (вариант № 2) анализ результатов расчетов установившихся электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области для нормальных схем с учетом регионального варианта развития на 2026 год выявил токовые перегрузки участков линий ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк, необходима замена провода на провод большего сечения.

Подключение Тульской ВЭС (200 МВт) к сети 110 кВ, учитывая реконструкцию линий в 2023 году (замена провода на АС 185 мм²), приведет к загрузкам до 80%-99% в нормальном режиме работы прилегающей сети 110 кВ. Ожидаемая нагрузка ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк составит порядка 389-499А; допустимая нагрузка АС 185 мм² – 510 А.

Для предотвращения токовых перегрузок при нормативном возмущении в нормальных и ремонтных схемах рекомендуется установка автоматики на отключение/ограничение генерации ВЭС.

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

Учитывая недостаточный ветропотенциал, – среднегодовая скорость ветра по Богородицкому району составляет 2,4 м/с, как следствие - низкое число часов использования установленной мощности (515-1325 ч), сооружение Тульской ВЭС в энергосистеме Тульской области нецелесообразно.

Мероприятия по подключению ВЭС к сети являются предварительными и должны быть уточнены в рамках процедуры технологического присоединения.

3.14. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования

В соответствии с базовым и региональным прогнозами развития энергосистемы Тульской области в период 2021-2026 годов ввод новых генерирующих мощностей, включая современные высокоэффективные ПГУ и ГТУ, не предполагается.

В соответствии с информацией, полученной от ООО «Щекинская ГРЭС», собственником прорабатывается возможность замещения Блока 1 мощностью 200 МВт парогазовой установкой установленной мощностью 210 МВт. Предварительный анализ существующей схемы выдачи мощности электростанции показывает возможность увеличения установленной мощности электростанции на 10 МВт без дополнительного сетевого строительства.

3.15. Прогноз потребления тепловой энергии на 2021–2026 годы с выделением крупных потребителей

Прогноз потребления тепловой энергии по Тульской области на период до 2026 года приведен в таблице 3.29.

Таблица 3.29. Прогноз производства, потребления тепловой энергии по Тульской энергосистеме на 2021–2026 годы, тыс. Гкал

Наименование источника тепловой энергии	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7
1. Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»:						
1.1. Выработка ТЭ всего, в т.ч.:	2035,7	2168,6	2168,4	2168,4	2168,4	2168,4
Ефремовская ТЭЦ	977,8	1110,9	1110,8	1110,8	1110,8	1110,8
Алексинская ТЭЦ	515,2	515,2	515,1	515,1	515,1	515,1
Новомосковская ГРЭС	520,3	520,2	520,1	520,1	520,1	520,1
Котельные производственные	22,4	22,3	22,4	22,4	22,4	22,4
1.2. Потребление ТЭ на собственные нужды	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
1.3. Отпуск ТЭ «Промышленное производство»	1022,9	1156,0	1156,0	1156,0	1156,0	1156,0
1.4. Отпуск ТЭ «ЖКХ»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.5. Отпуск ТЭ «Бюджетные потребители»	10,8	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6

1	2	3	4	5	6	7
1.6. Отпуск ТЭ «Прочие виды экономической деятельности»	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
1.7. Потери ТЭ	108,5	108,4	108,2	108,2	108,2	108,2
1.8. Отпуск ТЭ «Перепродавцы энергии»	876,9	876,9	876,9	876,9	876,9	876,9
2. ООО «Щекинская ГРЭС» выработка, всего, в т.ч.:	2,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Потребление ТЭ на собственные нужды	2,5	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
3. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» выработка, всего, в т.ч.:	131,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Отпуск ОАО «Энергия – 1»	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6	111,6
Отпуск «Промышленные потребители, в т.ч. собственное потребление»	19,4	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4
4. ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» выработка всего, в т.ч.:	850,0	914,0	914,0	914,0	914,0	914,0
Цеха АО «Тулачермет» (потребление)	320,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0
Отпуск АО «Тула теплосеть» (население)	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0	315,0
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	215,0	254,0	254,0	254,0	254,0	254,0
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка, всего, в т.ч.:	864,5	864,5	864,5	864,5	864,5	864,5
Производственные нужды ПАО «Косогорский металлургический завод» (потребление)	663,6	663,6	663,6	663,6	663,6	663,6
Отпуск «Население»	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7	137,7
Отпуск «Прочие потребители, потери»	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2	63,2
6. ТЭЦ ОАО «Щекиноазот» выработка ТЭ, всего, в т.ч.:	1905,7	1905,7	1905,7	1905,7	1905,7	1905,7
Производственные нужды ОАО «Щекиноазот» (потребление)	1692,0	1692,0	1692,0	1692,0	1692,0	1692,0
Отпуск «Население»	156,1	156,1	156,1	156,1	156,1	156,1
Отпуск «Прочие потребители, потери»	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6
7. Котельные	6814,4	6876,0	6917,2	6958,7	7000,5	7042,5
Всего объем производства тепловой энергии по Тульскому региону	12603,8	12855,5	12896,5	12938,0	12979,8	13021,8

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Тульской области и прогноз их теплотребления представлен в таблице 3.30.

Таблица 3.30. Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями в Тульской области на 2021–2026 годы

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7
АО «НАК «Азот»	1871,9	1873,0	1872,0	1891,8	1868,2	1880,0
ОАО «Щекиноазот»	1692,0	1692,0	1692,0	1692,0	1692,0	1692,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	663,6	663,6	663,6	663,6	663,6	663,6
ООО «Каргилл»	450,0	450,0	450,0	490,0	490,0	490,0
ООО «Зернопродукт»	214,8	317,7	317,7	317,7	317,7	317,7
ООО «Алексинская БКФ»	177,0	177,0	177,0	177,0	177,0	177,0
Федеральное казенное предприятие «Алексинский химический комбинат»	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
Восточный филиал ООО «ККС»	383,4	383,4	383,4	383,4	383,4	383,4
Южный филиал ООО «ККС»	198,4	198,4	198,4	198,4	198,4	198,4
ООО «Алексинская теплоэнерго компания»	295,1	295,1	295,1	295,1	295,1	295,1
АО «ЕВРАЗ Ванадий Тула»	73,0	73,0	73,0	72,0	72,0	71,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0	35,0
ООО «Новомосковскгорводоканал»	358,3	358,3	358,0	358,0	357,6	357,5
АО «НПО «СПЛАВ» им. А.Н.Ганичева»	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1	90,1
ПАО «Тульский оружейный завод»	24,9	26,2	27,5	28,8	30,3	31,8
АО «Тулаточмаш»	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
АО «Тулачермет»	320,0	345,0	345,0	345,0	345,0	345,0
АО «Тульский патронный завод»	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8	21,8
ООО «ТУЛАЧЕРМЕТ-СТАЛЬ»	61,2	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0
АО АК «Туламашзавод»	50,0	58,0	59,0	60,0	60,0	60,0
ООО «Проктер энд Гэмбл – Новомосковск»	2,8	2,8	3,7	5,1	5,1	5,1
АО «Полема»	25,4	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	4,5	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2

3.16. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2021–2026 годы

Оценка потребности тепловых электростанций энергосистемы Тульской области в органическом топливе производилась на основе балансов

1	2	3	4	5	6	7
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	13264	13264	13264	13264	13264	13264
ООО «Щекинская ГРЭС»	136	136	136	136	136	136

* Потребность в топливе для ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» и ТЭЦ-ПВС ПАО «КМЗ» приведена только на выработку электрической и тепловой энергии, без учёта расхода топлива на технологические процессы.

Таблица 3.32. Прогноз потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2021-2026 годы для регионального варианта, тут.

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7
1. Природный газ, всего, в том числе:	1781612	1977591	1933883	1933474	1933078	1933078
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»*	251795	293276	293276	293276	293276	293276
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»*	102125	102125	102125	102125	102125	102125
ОАО «Щекиноазот»	500161	500161	500161	500161	500161	500161
ООО «Щекинская ГРЭС»	45895	113389	113389	113389	113389	113389
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	881636	946793	903506	903506	903506	903506
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	0	21847	21426	21017	20621	20621
2. Сбросной, доменный газ всего, в том числе:	279766	774500	774500	774500	774500	774500
ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»*	126844	147741	147741	147741	147741	147741
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»*	126598	126598	126598	126598	126598	126598
ОАО «Щекиноазот»	26324	500161	500161	500161	500161	500161
3. Уголь всего, в том числе:	517749	494111	484591	475339	466385	466385
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	517749	494111	484591	475339	466385	466385
4. Мазут всего, в том числе:	13290	4233	4148	4069	3993	3993

1	2	3	4	5	6	7
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	13276	4213	4132	4053	3977	3977
ООО «Щекинская ГРЭС»	5	11	11	11	11	11
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	9	9	5	5	5	5

* Потребность в топливе для ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» и ТЭЦ-ПВС ПАО «КМЗ» приведена только на выработку электрической и тепловой энергии, без учёта расхода топлива на технологические процессы.

В базовом варианте на перспективный период сохранена существующая структура топливного баланса электростанций. Предполагается, что доля газа будет оставаться на уровне 67–68%, доля угля не будет превышать 20%.

В региональном варианте структура топливного баланса электростанций на рассматриваемую перспективу принята согласно информации, предоставленной генерирующими компаниями. С 2022 года доля газа увеличивается до 71%, доля угольного топлива снижается до 17-18%.

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

Эффективность преобразования котельной в мини-ТЭЦ зависит от правильно выбранного типа электрогенерирующего оборудования в каждом конкретном случае. В настоящее время на рынке представлено большое количество агрегатов разных типов, пригодных для преобразования котельных любой мощности в мини-ТЭЦ: микротурбины, газопоршневые агрегаты, газотурбинные и небольшие парогазовые установки.

Разные типы оборудования существенно различаются по КПД и диапазонам единичной мощности. Соответственно, выполненные на их основе когенерационные установки (КГУ) будут иметь разное соотношение электрической и тепловой мощности.

Одним из наиболее перспективных путей развития теплоэнергетики является внедрение парогазовых установок (ПГУ). Этот тип генерирующего оборудования имеет высокую экономичность и маневренность. Кроме того, существует большое разнообразие вариантов компоновки ПГУ, позволяющее добиться эффективного решения в каждом конкретном случае.

Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Тульской области показал, что наиболее перспективными для реконструкции с точки зрения использования когенерационных установок являются Фрунзенская (ФРК) и Зареченская (ЗРК) районные котельные города Тулы. Сведения о выработке тепловой энергии котельными за 2020 год приведены в таблице 3.33. Данные о мощности и тепловых нагрузках котельных представлены в таблице 3.34.

Таблица 3.33. Выработка тепловой энергии Фрунзенской и Зареченской районными котельными по месяцам 2020 года, тыс. Гкал.

Котельная	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ФРК	39064	38196	34360	32156	10380	6713	8646	8635	9174	26688	37240	46156
ЗРК	52370	49186	46928	42875	18163	6950	12222	12514	13082	36367	48016	57849

Таблица 3.34. Мощности и тепловые нагрузки Фрунзенской и Зареченской районных котельных на 2019 год

Котельная	Установленная мощность, Гкал/ч	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Расчетная тепловая нагрузка, Гкал/ч		Нагрузка, указанная в договорах, Гкал/ч	
			всего	в т.ч. ГВС	всего	в т.ч. ГВС
1	2	3	4	5	6	7
ФРК	150,00	98,17	93,14	11,00	137,88	16,28
ЗРК	200,00	165,09	149,38	20,22	177,63	24,04

Для определения потенциальной нагрузки тепловых отборов генерирующего оборудования были построены графики продолжительности тепловой нагрузки для Фрунзенской (рис. 3.6) и Зареченской котельных (рис. 3.7).

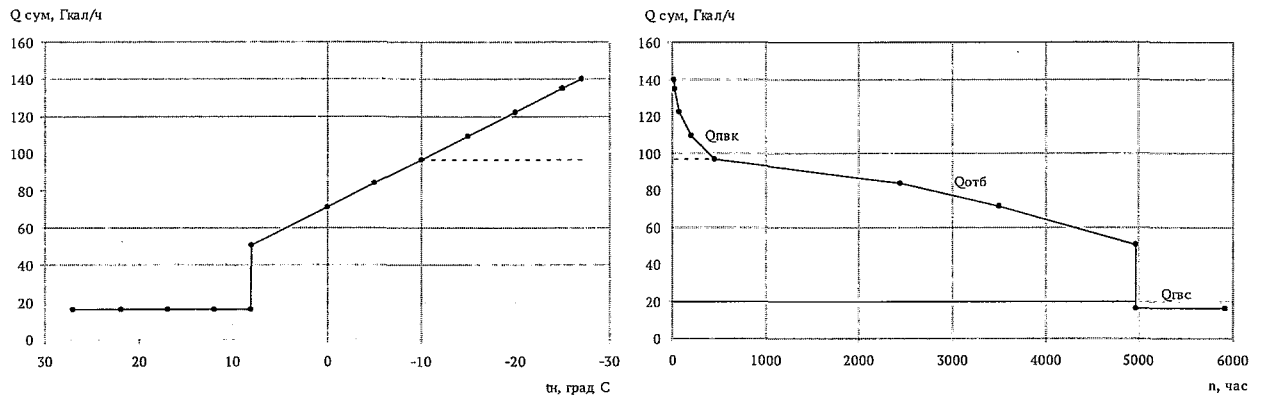


Рисунок 3.6. График продолжительности тепловой нагрузки Фрунзенской районной котельной

Тепловая нагрузка пиковых водогрейных котлов «Ф.Р.К.» была определена для температуры наружного воздуха -10°C и ниже. При таком условии тепловые отборы турбин должны будут покрывать нагрузку порядка 100 Гкал/ч, нагрузка ПВК будет составлять 40 Гкал/ч.

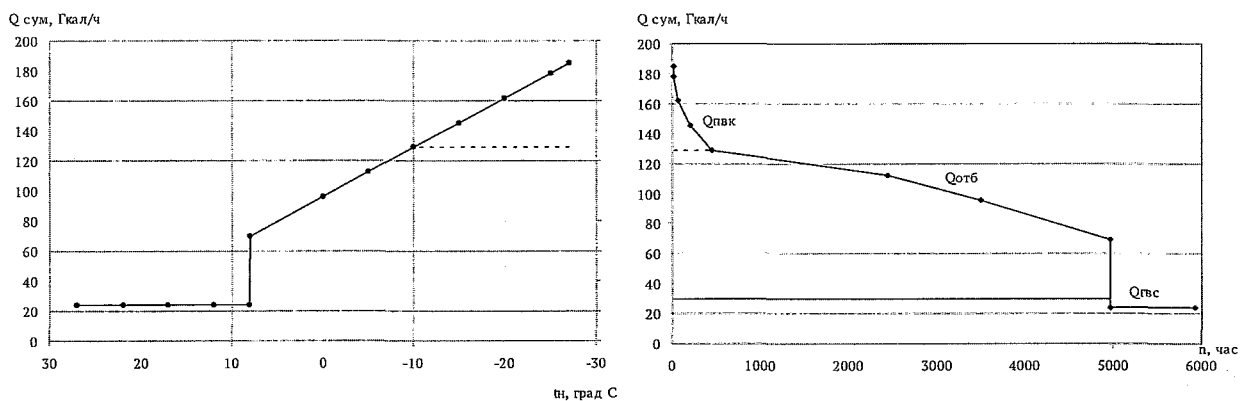


Рисунок 3.7. График продолжительности тепловой нагрузки Зареченской районной котельной

Тепловая нагрузка пиковых водогрейных котлов ЗРК была определена для температуры наружного воздуха -10°C и ниже. Максимальная нагрузка, покрываемая из тепловых отборов турбин, в таком случае составит порядка 130 Гкал/ч, нагрузка ПВК будет составлять 55 Гкал/ч.

При формировании тепловых схем мини-ТЭЦ предполагается, что в отопительный период турбины будут работать либо на отопительную нагрузку, либо на нагрузку горячего водоснабжения, а в межотопительный период – только на нагрузку ГВС. Как видно из представленных графиков нагрузка горячего водоснабжения значительно ниже отопительной, следует иметь в виду, что КГУ с более высокой тепловой мощностью с большой вероятностью придется останавливать в межотопительный период.

С точки зрения использования топлива более эффективным является регулирование мощности КГУ по графику тепловой нагрузки потребителя. Однако необходимо провести анализ суточных, недельных, сезонных и годовых графиков изменения не только тепловой, но и электрической нагрузки в целях обеспечения режима работы генерирующего оборудования близкого к номинальному. Выбор наиболее подходящего варианта ПГУ-ТЭЦ будет зависеть от принятого значения коэффициента теплофикации.

Выбор состава генерирующего оборудования включает в себя ряд ключевых аспектов, таких как: оценка территории размещения объекта генерации, оценка спроса на тепловую и электрическую энергию (прогнозирование графиков нагрузки), оценка доступности ресурсов, необходимых для работы станции, выбор режима работы энергоисточника, оценка технического обслуживания оборудования, меры по энергосбережению и т.п. Решение о целесообразности преобразования котельной в мини-ТЭЦ должно приниматься по результатам оценки экономической эффективности инвестиционного проекта. Технические решения выбранного по экономическим параметрам варианта должны быть дополнены и уточнены в рамках схемы выдачи мощности.

Перспективы перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационный цикл рассмотрены по результатам анализа схем теплоснабжения:

города Тулы на период до 2035 года, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 17.07.2020 №573;

города Ефремов на период до 2044 года, утвержденной Постановлением Администрации муниципального образования города Ефремов от 20.08.2020 №1022;

города Алексин на период 2020-2034 годы, утвержденной Главой администрации муниципального образования города Алексин от 15.06.2020 № 818.

По данным указанных схем теплоснабжения на рассматриваемый период:

строительство новых энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, предназначенных для обеспечения перспективных тепловых нагрузок потребителей, не предусматривается;

реконструкция котельных по переоборудованию в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусматривается.

3.18. Анализ включения генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу

На текущий момент в органы исполнительной власти Тульской области заявки проектов на строительство генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничном рынке электрической энергии (мощности), не подавались и отбора заявок не проводилось.

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.

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 сетцентрического 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 выполняется в рамках модернизации подстанции ПС 110 кВ Заокская, расположенной в Заокском районе Тульской области, в части реконструкции существующей системы АСУТП (телемеханика, РЗА, учет электроэнергии, оборудование с применением протокола 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. ПС питается по двум ВЛ 110 кВ со стороны энергосистемы Калужской области (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 Тульской области, являясь основным центром питания. Данная ПС является закрытым центром питания, что не позволяет осуществить технологическое присоединение к сетям филиала «Тулэнерго» в Заокском районе. ПС находится в зоне активной застройки. Реконструкция ПС Заокская позволит увеличить надёжность и устойчивость энергоснабжения существующих потребителей и создаст возможности для присоединения новых.

Цифровизация сетей энергосистемы Тульской области

До 2026 года в филиале «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» предполагается сформировать три цифровых РЭС, а также три цифровые ПС 35-110 кВ. Условная карта цифровизации филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» представлена в таблице 4.1.

Таблица 4.1. Карта цифровизации филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Описание мероприятия	Срок реализации проекта	Срок завершения проекта	Затраты, млн руб.	Ежегодный эффект, млн руб.	Общие затраты, млн руб. (без НДС)
1	2	3	4	5	6
1. Цифровизация Ясногорского РЭС (1,2,3,4)	2018-2021	2021	368,164	87,832	368,164
2. Создание цифровой подстанции 110 кВ Заокская (1,2,3,4)	2018-2021	2021	273,155	112,35	273,155
3. Реконструкция ЦУС (1,2,5,6)	2019-2021	2021	118,513	103,9	118,513
4. Создание цифровой подстанции 35 кВ Арсеньево (1,2,3,4)	2011-2023	2023	59,03	7,8	59,03
5. Создание цифровой подстанции 35 кВ Ефремов (1,2,3,4)	2024	2024	71,5	17,62	71,5
6. Организация цифровой радиосвязи филиала «Тулэнерго»	2019-2025	2025	120,926	16,73	120,926
7. Цифровизация Ленинского РЭС (1,2,3,4)	2021-2022	2022	202,235	17,2	202,235
8. Цифровизация Щекинского РЭС (1,2,3,4)	2021	2021	85,05	9,1	85,05

Указанные мероприятия являются предварительными и требуют дополнительной проработки в составе отдельной проектной работы, включающей в себя технико-экономические обоснования данных мероприятий.

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 № 7);

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 № 8);

3) нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2021 и на период до 2026 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 9);

4) нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2021 и на период до 2026 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 10).

6. Список сокращений, используемых в тексте

АО «СО ЕЭС»	Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АТ	Автотрансформатор
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АОПО	Автоматика ограничения перегруза оборудования
АПВ	Автоматическое повторное включение
В	Выключатель
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВЭС	Ветровая электростанция
Вт	Ватт
Гкал/ч	Гигакалория в час
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

ИКЗ	Индикатор короткого замыкания
КВЛ	Кабельно-воздушная линия электропередачи
кВт·ч	Киловатт-час
КДО	Коэффициент деформации опор
КДП	Коэффициент деформации провода
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
ПС	Электрическая подстанция
ПТУ	Паротурбинная установка
РАС	Система регистрации аварийных событий
РЗА	Релейная защита и электроавтоматика
РП	Распределительный пункт
РПН	Переключатель регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой
РТП	Распределительная трансформаторная подстанция
РУ	Распределительное устройство
РЭС	Район электрических сетей
СКРМ	Средство компенсации реактивной мощности
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 – паровоздуходувная станция
ШР	Шунтирующий реактор
ЦУС	Центр управления сетями
ЭВ	Элегазовый выключатель

Приложение № 1

к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2022-2026 годы

ПЕРЕЧЕНЬ

существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2026 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Тульской области

Объекты	Вид топлива	2021 год			2022 год			2023 год			2024 год			2025 год			2026 год		
		количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт	количество блоков	тип блока	установленная мощность, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
В соответствии с базовым и региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности																			
Черепетская ГРЭС Тульская область, г. Суворов, филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО - Электрогенерация»	уголь	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225
		1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225	1	К-225-12,8-4р	225
Итого по станции		2		450	2		450	2		450	2		450	2		450	2		450
Щекинская ГРЭС, Тульская область, г. Советск, ООО «Щекинская ГРЭС»	газ	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200
		1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200	1	К-200-130	200
Итого по станции		2		400	2		400	2		400	2		400	2		400	2		400
Алексинская ТЭЦ, Тульская область, г. Алексин, Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	газ	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12	1	ПР-12-90/15	12
		1	3 Т-50-90	29	1	3 Т-50-90	29	1	3 Т-50-90	29	1	3 Т-50-90	29	1	3 Т-50-90	29	1	3 Т-50-90	29
		1	5 (ПГУ)Т	124,2	1	5 (ПГУ)Т	124,2	1	5 (ПГУ)Т	124,2	1	5 (ПГУ)Т	124,2	1	5 (ПГУ)Т	124,2	1	5 (ПГУ)Т	124,2
Итого по станции		3		165,2	3		165,2	3		165,2	3		165,2	3		165,2	3		165,2
Ефремовская ТЭЦ, Тульская область, г.Ефремов, Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	газ	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25
		1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60
		1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50	1	Р-50-130/13	50
Итого по станции		3		135	3		135	3		135	3		135	3		135	3		135

Новомосковская ГРЭС, Тульская область, г. Новомосковск, Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	газ	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14	1	P-14-90/31	14
		1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32	1	P-32-90/13	32
		1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75
		1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9	1	SST PAC 600	55,9
Итого по станции		4	233,65	4	233,65	4	233,65	4	233,65	4	233,65	4	233,65	4	233,65	
Всего по филиалу ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»		14	1383,85	14	1383,85	14	1383,85	14	1383,85	14	1383,85	14	1383,85	14	1383,85	
ТЭЦ-ПВС АО «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	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6	1	P-6-35/10	6
		1	P-10,5-90/31	10,5	1	P-10,5-90/31	10,5	1	P-10,5-90/31	10,5	1	P-10,5-90/31	10,5	1	P-10,5-90/31	10,5
		1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60
Итого по станции		4	101,5	4	101,5	4	101,5	4	101,5	4	101,5	4	101,5	4	101,5	
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод», Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12
		1	ПТ-12-35/10м	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
Итого по станции		2	24	2	24	2	24	2	24	2	24	2	24	2	24	
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
		1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15
		1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15	1	P-15-90/31	15
		1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25-90/10	25
Итого по станции		5	105	5	105	5	105	5	105	5	105	5	105	5	105	
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
Итого по станции		1	6	1	6	1	6	1	6	1	6	1	6	1	6	
ВСЕГО		26	1620,35	26	1620,35	26	1620,35	26	1620,35	26	1620,35	26	1620,35	26	1620,35	

Приложение № 2
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2022-2026 годы

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области

	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	2015	217,71	2475	806
2	ВЛ 500 кВ Михайловская - Чагино с отпайкой на ПС Калужская (отп. на ПС 500 кВ Калужская)	Участок ВЛ	5хАС 300/66	1985		59,5	1960	390
Итого ВЛ 500 кВ ПАО "ФСК ЕЭС"						277,21		
1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая	Участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1946		60,28	825	488
2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС	Участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1938		56,17	825	429
3	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ока	Участок ВЛ	АС 400/93	1949	2014, 2015	9,7	860	211
4	ВЛ 220 кВ Шипово - Ока	Участок ВЛ	АС 400/64, АС 400/93	1954		5,9	825	211
5	ВЛ 220 кВ Приокская - Бугры	Участок ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	2012, 2017	29,56	825	250
6	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	ВЛ	АС 400/64	1959	2007	37,04	860	598
7	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Электрон	ВЛ	АС 400/51	1957	2012, 2014, 2015, 2017	13,2	825	229
8	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Спутник	ВЛ	АС 400/51, Lamifil ACCC Brussels 430	2013	2014, 2015	10,47	825	74
9	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Орбита	ВЛ	АС 400/51	2010		10,47	825	220
10	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Литейная	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1959	2012, 2014, 2015, 2017	28,85	825	330
11	КВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Цементная	Участок КВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1957	2012, 2014, 2015, 2017	30,75	825	568
12	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1973, 2016, 2017	39,03	825	494
13	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ	АС 300/39	1982	2013	73,92	710	94
14	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1965	2015	24,89	825	462
15	ВЛ 220 кВ Гипсовая - Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1985		24,4	825	388
16	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	ВЛ	АС 400/51	1965		4,12	825	429
17	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ	АС 400/51	1991		14,9	825	381
18	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ	АС 500/64	1973		5,48	945	545
19	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1992	55,4	825	174
20	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	1973, 2016, 2017	30,4	825	89
21	ВЛ 220 кВ Тула - Металлургическая	ВЛ	АС 500/64	1981		12,4	945	148
22	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	ВЛ	АС 400/93, АС 400/64	1954	2014, 2015	37,75	825	451
23	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Миценск	Участок ВЛ	АС 500/64	1958		50,41	945	614
24	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ	АС 400/64	1961	2011, 2017	49,16	825	259
25	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая	ВЛ	АС 500/64	1966		59,3	945	116

	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	
26	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ	АС 400/64, АС 400/93	1951	2014, 2016	40,2	825	48	
27	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула с отпайкой на ПС Яснополянская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951	2015	24,79	825	75	
28	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тепличная	ВЛ	АС 400/93	1951		10,44	830	169	
29	ВЛ 220 кВ Тула-Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская	ВЛ	АС 400/51, АС 400/93	1951		15,92	825	60	
30	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ	АС 400/51, АС 400/64	1960	2014, 2015	78,61	825	558	
31	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Станы	ВЛ	АС 400/51, АС 400/64, АС 400/93	1964	2013, 2014, 2017	27,66	825	316	
32	ВЛ 220 кВ Станы - Шипово	ВЛ	АС 400/51, АС 400/64, АС 400/93	1964	2013	18,61	825	242	
	Итого ВЛ 220 кВ ПАО "ФСК ЕЭС"						990,18		
1	ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Ефремов № 2		АС-150	1 960	1 979	2,28	380	45	
2	ВЛ 110 кВ Ефремов - Глюкозная № 1 с отпайкой на ПС Компрессорная	ЛЭП	АС-120	1 961		3,31	380	25	
		ЛЭП	АС-150	1 980		10,90	445	11	
3	Участок ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 941	2 011	11,40	380	73	
		ЛЭП	АС-120	1 997		3,90	380		
		Участок ЛЭП	АС-185	1 997		0,90	510		
4	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Мышега	ЛЭП	АС-120	1 952		5,30	380	129	
5	ВЛ 110 кВ Бегичево - Арматурная I	ЛЭП	АС-150	1 976		15,10	445	24	
6	ВЛ 110 кВ Бегичево - Арматурная II	ЛЭП	АС-150	1 976		15,10	445	9	
7	ВЛ 110 кВ Бегичево - Партизан	ЛЭП	АС-150	1 948		21,83	445	90	
8	ВЛ 110 кВ Бегичево - Труново	Участок ЛЭП	АС-150	1 956		25,85	445	125	
	ВЛ 110 кВ Бегичево - Труново	Участок ЛЭП	АС-150	1 956	1 989	5,70	445	126	
9	ВЛ 110 кВ Виленки- Гремячее	Участок ЛЭП	АС-120	1 956		12,33	380	64	
10	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой Богородицк	Участок ЛЭП	АС-120	1 960		26,09	380	33	
	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой Богородицк	Участок ЛЭП	АС-120	1 960		6,78	380	33	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 967		3,40	380	36	
11	ВЛ 110 кВ Доробино - Волово	ЛЭП	АС-95	1 978		27,80	330	7	
12	ВЛ 110 кВ Временная	ЛЭП	АС-120	1 980		11,96			
13	ВЛ 110 кВ Гремячее - Савино	ЛЭП	АС-120	1 998		9,33	380	54	
14	ВЛ 110 кВ Грызлово - Венев	ЛЭП	АС-150	1 993		31,90	445	160	
15	ВЛ 110 кВ Донская - Люторичи	ЛЭП	АС-120	1 940		7,40	380	90	
16	ВЛ 110 кВ Донская - Угольная	ЛЭП	АС-120	1 940		7,66	380	105	
17	ВЛ 110 кВ Дубна - Лужное	ЛЭП	АС-150	1 986	2 014	16,63	445	83	
18	ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Ефремов № 1	ЛЭП	АС-150	1 964		2,34	445	47	
19	ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Ефремов № 3	ЛЭП	АС-240	1 979		1,65	610	62	
20	ВЛ 110 кВ Ефремовская IV (недейств.)	ЛЭП	АС-240	1 979		1,47	610		
21	ВЛ 110 кВ Заречье 1	ЛЭП	АС-120	1 967		3,50	380	18	
22	ВЛ 110 кВ Заречье 2	ЛЭП	АС-120	1 967		3,50	380	31	
23	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками Богородицк, Турдей	Участок ЛЭП	АС-120	1 960		26,09	380	27	
		Участок ЛЭП	АС-120	1 960	1979;2012	50,03	380	42	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 967		3,40	380	27	
		отпайка ЛЭП	АС-150	2 012	2 012	3,90	445	9	
24	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой Турдей	ЛЭП	АС-120	1 960	1 979	49,21	380	42	
		отпайка ЛЭП	АС-150	2 012	2 012	3,90	445	27	
25	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов № 1	ЛЭП	АС-120	1 960	1 979	16,60	380	17	

	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
26	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов № 2	ЛЭП	АС-120	1 960	1 979	16,60	380	17
27	ВЛ 110 кВ Звезда - Каменка	ЛЭП	АС-120	1 993		32,55	380	24
28	ВЛ 110 кВ Звезда - Самарская	ЛЭП	АС-120	1 983		50,78	380	32
29	ВЛ 110 кВ Звезда - Черёмушки	ЛЭП	АС-120	1 990		27,77	380	11
30	ВЛ 110 кВ Зубово - Горлово	ЛЭП	АС-120	1 953		24,69	380	73
31	ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС-Мордвес с отпайкой на ПС Новоселки	Участок ЛЭП	АС-150	1 933		3,40	445	35
32	ВЛ 110 кВ Керамик - Угольная	ЛЭП	АС-185	1 963		3,34	510	109
33	ВЛ 110 кВ Кировская - Металлургическая с отпайкой Криволучье 2	ЛЭП	АС-120	1 940	2 007	12,70	380	43
34	ВЛ 110 кВ Кировская-Октябрьская	ЛЭП	АС-120	1 938	2 012	15,20	380	56
35	ВЛ 110 кВ Кирпичная - Яснополянская с отпайкой на ПС Ломинцево	ЛЭП	АС-120	1 965	1 989	13,15	380	135
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 965	1 989	0,30	380	5
36	ВЛ 110 кВ Ефремов - Глюкозная № 2 с отпайкой на ПС Компрессорная	ЛЭП	АС-120	1 961		3,30	380	
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 980		10,89	445	16
37	Участок ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой Яковлево 2	ЛЭП	АС-120	1 980	1 998	14,60	380	75
38	ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой Яковлево 2	отпайка ЛЭП	АС-70	1 980	1 998	11,70	265	10
39	ВЛ 110 кВ КПД II	ЛЭП	АС-120	1 979		6,30	380	14
40	ВЛ 110 кВ КПД I	ЛЭП		1 979		6,30	380	13
41	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Лазарево	ЛЭП	АС-120	1 957		22,00	380	44
42	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня 1	ЛЭП	АС-150	1 982		15,50	445	18
43	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня 2	ЛЭП	АС-150	1 982		15,50	445	11
44	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская № 1 с отпайками	ЛЭП	АС-150	1 975		24,70	445	97
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 960		1,00	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	2 008		0,80	380	39
45	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская № 2 с отпайками	ЛЭП	АС-150	1 975		24,50	445	111
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 975		5,90	380	10
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 984		2,60	380	39
46	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками Барсуки 2, Рассвет 2	ЛЭП	АС-150	1 960		24,20	445	94
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 979		0,20	445	37
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979		4,70	380	37
47	ВЛ 110 кВ Ленинская - Никулинская	ЛЭП	АС-150	1 977		17,50	445	69
48	ВЛ 110 кВ Ленинская - Обидимо	ЛЭП	АС-150	1 938		3,60	445	200
49	ВЛ 110 кВ Ленинская - Привокзальная с отпайками	ЛЭП	АС-185	1 974		21,20	510	126
		отпайка ЛЭП	АС-185	1 974		1,70	510	36
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 987		1,30	380	32
50	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой Барсуки 1	ЛЭП	АС-150	1 960		18,60	445	82
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 979		0,20	445	37
51	ВЛ 110 кВ Ленинская - Фрунзенская	ЛЭП	АС-185	1 974		21,20	510	22
52	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская № 1 с отпайками	ЛЭП	АС-150	1 960		25,60	445	58
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 984		2,60	380	21
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 972		5,90	380	14
53	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская № 2 с отпайкой на ПС Баташовская	ЛЭП	АС-150	1 960		25,60	445	46
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 960		1,00	380	
54	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск	ЛЭП	АС-150	1 977		39,80	445	75
55	ВЛ 110 кВ Лужное - Малахово с отпайкой Селиваново	ЛЭП	АС-150	1 986		4,70	445	59
		Участок линии электропередач	АС-185	2 010		24,60	510	47
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 982	2 010	3,70	445	13
56	ВЛ 110 кВ Люторичи - Епифань	ЛЭП	АС-95	1 990		16,60	330	

	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
57	ВЛ 110 кВ Люторичи - Задонье	ЛЭП	АС-120	1 971		20,25	380	67
58	ВЛ 110 кВ Люторичи - Zubovo	ЛЭП	АС-120	1 971		31,69	380	59
59	ВЛ 110 кВ Металлургическая - Болоховская I с отпайкой Временная	ЛЭП	АС-150	1 989		16,30	445	18
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 989		0,40	380	2
60	ВЛ 110 кВ Мордвес - Венов	ЛЭП	АС-150	1 933		26,77	445	72
61	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 957		30,40	380	45
		ЛЭП	АС-120	1 957		30,40	380	45
62	ВЛ 110 кВ Мышега - Шипово	ЛЭП	АС-120	1 952	1 989	4,40	380	188
63	ВЛ 110 кВ Никулинская - Ясногорск	ЛЭП	АС-150	1 977		25,90	445	62
		ЛЭП	АС-150	1 933		17,82	445	208
64	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Грызлово с отпайкой на ПС Фенольная	ЛЭП	АС-150	1 933		17,82	445	208
65	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Задонье с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 954		15,31	380	203
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 954		1,83	380	172
66	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Керамик с отпайкой на ПС СМС	ЛЭП	АС-185	1 963		14,57	510	164
67	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Метаноловская	ЛЭП	АС-240	1 963	2 010	2,20	610	
68	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Северная	ЛЭП	АС-240	1 963	2 010	9,20	610	23
69	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Сокольники с отпайкой на ПС Фенольная	ЛЭП	АС-120	1 956		26,28	380	58
70	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Угольная с отпайкой на ПС Залесная	ЛЭП	АС-185	1 963		17,91	510	162
		отпайка ЛЭП	АС-185	1 971		4,24	380	34
71	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка I с отпайкой Гипсовая	ЛЭП	АС-150	1 961		6,32	445	
72	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка II с отпайкой Гипсовая	ЛЭП	АС-150	1 961		6,32	445	66
73	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Кислородная	ЛЭП	АС-150	1 961		2,30	445	7
74	ВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Металлургическая	ЛЭП	АС-185	1 940	2 007	2,50	510	86
75	ВЛ 110 кВ Обидимо - Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	ЛЭП	АС-120	1 938	2 010	14,70	380	159
		отпайка ЛЭП	АС-185	1 974		1,70	510	79
76	ВЛ 110 кВ Оболенская - Красный Яр с отпайкой на ПС Шатск	Участок ЛЭП	АС-120	1 962		4,10	380	57
		Участок ЛЭП	АС-150	1 938	2 010	8,70	445	58
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 957	1 993	2,20	380	
77	ВЛ 110 кВ Оболенская - Северная	ЛЭП	АС-120	1 962		11,59	380	67
78	ВЛ 110 кВ Первомайская - Западная	ЛЭП	АС-240	1 960		2,70	610	
		ЛЭП	АС-120	1 982		7,50	380	25
79	ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ - Малахово № 1 с отпайкой на ПС Гагаринская	отпайка ЛЭП	АС-150	1 985		0,70	380	22
		ЛЭП	АС-120	1 982		7,50	380	20
80	ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ - Малахово № 2 с отпайкой на ПС Гагаринская	отпайка ЛЭП	АС-150	1 985		0,70	445	12
		ЛЭП	АС-185	1 960		2,40	510	14
81	ВЛ 110 кВ Первомайская - КС-9	ЛЭП	АС-185	1 957		22,60	380	42
82	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой Смычка 1	отпайка ЛЭП	АС-120	1 975		3,20	380	43
		ЛЭП	АС-120	1 957		38,30	380	
83	ВЛ 110 кВ Шекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	отпайка ЛЭП	АС-120	1 975		3,20	380	42
		ЛЭП	АС-120	1 977		0,10	380	24
84	ВЛ 110 кВ Прессовая - 1	ЛЭП	АС-120	1 977		0,10	380	7
85	ВЛ 110 кВ Прессовая - 2	ЛЭП	АС-120	1 977		0,10	380	7
86	Участок ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой Яковлево 1	ЛЭП	АС-120	1 980		14,78	380	75
		отпайка ЛЭП	АС-70	1 980		10,50	265	18
87	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Пушкинская с отпайкой на ПС Авангард	ЛЭП	АС-120	1 938	1 969	16,00	380	193
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979	1 969	0,20	380	9
88	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Ленинская с отпайкой на ПС Авангард	ЛЭП	АС-120	1 938		36,30	380	137
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979	1 969	2,30	380	1

	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
89	ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	ЛЭП	АС-120	1 929	1 996	26,20	380	158
90	ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново	ЛЭП	АС-120	1 960		5,80	380	37
91	ВЛ 110 кВ Ревакино - Кировская с отпайкой на ПС Медвенка	ЛЭП	АС-150	1 957	1 999	21,70	445	47
92	ВЛ 110 кВ Ревакино - Ясногорск	ЛЭП	АС-120	1 957	2 001	21,80	380	39
93	ВЛ 110 кВ Савино - Сокольники	ЛЭП	АС-120	1 963		18,20	380	46
94	ВЛ 110 кВ Северная - Метаноловская	ЛЭП	АС-240	1 963	2 010	8,20	610	
95	ВЛ 110 кВ Селиваново - Малахово с отпайкой КС-2	ЛЭП	АС-120	1 982		11,80	380	13
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 988		14,90	380	
96	ВЛ 110 кВ Смычка - Доробино	ЛЭП	АС-120	1 993		42,30	380	9
97	Участок ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой Безово	ЛЭП	АС-150	1 956		11,62	445	166
		отпайка ЛЭП	АС-120	2 017		7,15	380	3
98	ВЛ 110 кВ Ушатово - Суворов	ЛЭП	АС-185	1 987		8,50	510	135
99	Участок ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	ЛЭП	АС-185	1 974		26,86	510	24
		отпайка ЛЭП	АС-70	1 974		2,20	265	4
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 974		5,20	380	6
100	ВЛ 110 кВ Технологическая I	ЛЭП	АС-95	1 981		6,01	330	
101	ВЛ 110 кВ Технологическая II	ЛЭП	АС-95	1 981		6,01	330	5
102	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 1	ЛЭП	АС-120	1 973		8,40	380	6
103	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 2	ЛЭП	АС-120	1 973		8,40	380	
104	ВЛ 110 кВ Труново - Советская	ЛЭП	АС-120	1 956		21,10	380	79
105	Участок ВЛ 110 кВ Тула - Восточная с отпайкой на ПС Рудаково	ЛЭП	АС-120	1 951		8,07	380	33
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 982		0,90	445	
106	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 1 с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 960		16,40	380	105
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 973		0,60	380	60
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979		4,50	380	37
107	ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная	ЛЭП	АС-120	1 960		16,40	380	76
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 973		0,60	380	62
108	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп № 1	ЛЭП	АС-185	2 010		6,10	510	172
109	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп № 2	ЛЭП	АС-185	2 010		6,10	510	168
110	ВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 1	ЛЭП	АС-120	1 975		2,10	380	33
111	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайками	ЛЭП	АС-120	1 951		8,75	380	83
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 982		0,90	445	56
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 965		9,06	380	30
112	ВЛ 110 кВ Узловая - Машзавод II	ЛЭП	АС-95	1 962		7,73	330	
113	ВЛ 110 кВ Узловая - Партизан	ЛЭП	АС-150	1 948		14,98	445	59
114	ВЛ 110 кВ Узловая - Северная	ЛЭП	АС-150	1 948		14,59	445	152
115	ВЛ 110 кВ Узловая- Машзавод I	ЛЭП	АС-95	1 962		7,73	330	2
116	ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	ЛЭП	АС-120	1 954		21,80	380	29
117	ВЛ 110 кВ Ушаково - Епифань с отпайкой Казановка	ЛЭП	АС-95	1 990		10,98	330	25
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 996		8,73	380	11
118	ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	ЛЭП	АС-120	1 954		15,80	380	3
119	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомьжская 1 с отпайками Говоренки, Одоев	ЛЭП	АС-120	1 981		55,80	380	13
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 981		2,40	380	2
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 981		2,70	380	10
120	ВЛ 110 кВ Ушатово - Даргомьжская 2 с отпайками Говоренки, Одоев	ЛЭП	АС-120	1 981		55,80	380	28
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 981		2,40	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 981		2,70	380	22
121	ВЛ 110 кВ Ушатово - Дубна	ЛЭП	АС-150	1 992		36,20	445	117
122	ВЛ 110 кВ Ушатово - Точмаш 1	ЛЭП	АС-120	1 984		1,20	380	
123	ВЛ 110 кВ Ушатово - Точмаш 2	ЛЭП	АС-120	1 984		1,20	380	2
124	Участок ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	ЛЭП	АС-185	1 974	2 017	35,31	510	58
		отпайка ЛЭП	АС-70	1 974		2,20	265	3
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 974		5,20	380	4
125	ВЛ 110 кВ Химическая - Грызлово	ЛЭП	АС-120	1 959		2,60	380	

	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
126	ВЛ 110 кВ Химическая - Кислородная	ЛЭП	АС-150	1 959		10,79	445	6
127	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 1 с отпайкой Кальна, Тургеневская 1	ЛЭП	АС-120	1 963		20,10	380	39
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 963		8,00	330	33
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 963		8,30	330	2
128	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 2 с отпайками Кальна, Тургеневская 2	ЛЭП	АС-120	1 963		20,10	380	22
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 963		8,30	330	4
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 963		8,00	330	13
129	ВЛ 110 кВ Чернь-Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	ЛЭП	АС-240	1 994		31,20	610	11
130	Участок ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 1 с отпайками Трансмаш, Давыдово 1	ЛЭП	АС-120	1 957		17,32	380	31
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 957		3,40	330	3
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 957		3,40	380	1
131	Участок ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 2 с отпайками Трансмаш, Давыдово 2	ЛЭП	АС-120	1 977		17,26	380	29
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 977		3,40	380	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 977		3,30	330	10
132	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 1 с отпайками Крушма 1, Средняя 2	ЛЭП	АС-150	1 990		15,20	445	40
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 990		0,10	445	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 990		1,20	380	35
133	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 2 с отпайкой Крушма 2	ЛЭП	АС-150	1 990		15,20	445	2
		отпайка ЛЭП	АС-150	1 990		0,20	445	2
134	Участок ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой Средняя 1	ЛЭП	АС-150	1 952	2 010	3,70	445	31
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 982		1,50	380	35
135	ВЛ 110 кВ Щегловская - Красный Яр с отпайками Шатск 2, Глушанки	ЛЭП	АС-120	1 931	1 993	15,50	380	55
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 979	1 993	0,70	380	24
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 974	1 993	1,40	380	4
136	ВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Щегловская с отпайкой на ПС Криволучье	ЛЭП	АС-185	1 981	2 007	8,70	510	70
137	ВЛ 110 кВ Щегловская - Глушанки	ЛЭП	АС-120	1 974		2,40	380	4
138	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Кирпичная	ЛЭП	АС-120	1 951	1 994	8,50	380	
139	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 1 с отпайкой Огаревка 1	ЛЭП	АС-120	1 963		8,40	380	15
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 983		7,60	330	14
140	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 2 с отпайкой Огаревка 2	ЛЭП	АС-120	1 963		8,40	380	19
		отпайка ЛЭП	АС-95	1 983		7,60	330	22
141	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Первомайская ТЭЦ № 1	ЛЭП	АС-240	1 961		14,10	610	46
142	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Первомайская ТЭЦ № 2	ЛЭП	АС-240	1 961		14,10	610	46
143	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Советская	ЛЭП	АС-150	1 956		0,70	445	66
144	ВЛ 110 кВ Щекино - Ясенки с отпайкой на П Ломинцево 1	ЛЭП	АС-120	1 951	1 994	21,37	380	43
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 965	1 994	0,30	380	5
145	ВЛ 110 кВ Яснополянская - Западная	ЛЭП	АС-185	1 961		5,10	510	1
146	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-2	ЛЭП	АС-120	1 988		31,09	380	2
147	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-9	ЛЭП	АС-185	1 961		5,44	510	10
148	КВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ - Звезда с отпайкой на ПС Глюкозная	Участок ЛЭП	АС-150	2 013		7,13	445	13
149	КВЛ 110 кВ Metallургическая - Болоховская 2 с отпайкой Стечкин	ЛЭП	АС-150	1 989		16,30	445	18
		отпайка ЛЭП	кабель	2 009		3,03	450	23
150	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками Юбилейная 1, Пролетарская 1	ЛЭП	АС-120	1 954		10,28	380	101
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 962		2,00	380	24

	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 ЛЭП	АС-120	1 973		0,20	380	47	
		Участок ЛЭП	кабель	2 012		1,85	450	73	
151	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайкой Центральная 2, Юбилейная 2	ЛЭП	АС-120	1 951		7,60	380	75	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 962		2,20	380	26	
		Участок ЛЭП	кабель	2 012		1,85	1000	64	
		отпайка ЛЭП	кабель	2 012		1,40	1000	22	
152	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой Пролетарская 2	ЛЭП	АС-150	1 963		13,90	445	130	
		отпайка ЛЭП	АС-120	1 973		0,20	380	68	
		Участок ЛЭП	кабель	2 012		1,85	1000	121	
153	КВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 2 с отпайкой Стечкин	ЛЭП	АС-120	1 975		2,10	380	78	
		отпайка ЛЭП	кабель	2 010		4,88	1000	21	
154	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отпайкой на ПС Центральная	ЛЭП	АС-150	1 963		11,90	445	132	
		Участок ЛЭП	кабель	2 012		1,85	1000	132	
		отпайка ЛЭП	кабель	2 012		1,40	1000	45	
	Итого ЛЭП 110 кВ филиала "Тулэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"						2 728,56		
1	ВЛ 110 кВ Узловая - Пластик с отпайкой	ВЛ	АС-185	1 966	2 009	16,33	510	16	
2	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс- 1 с отп.	ВЛ	АС-120	1 967	2 015	16,29	390	55	
3	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс- 2	ВЛ	АС-120	1 967	2 015	9,20	390	21	
	Итого ЛЭП 110 кВ ООО "Энергосеть"						41,82		

Приложение № 3
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2022–2026 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 Стр ном, МВА	Нагрузка трансформатора за дату максимума нагрузки			Величина загрузки трансформатора (в%)
						S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. ПС 220 кВ Тула	АТ-1	16.12.2020	1998	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	250	84,1	83,7	8	34
	АТ-2	16.12.2020	2015	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	250	88,3	88,1	5	35
2. ПС 220 кВ Ленинская	АТ-1	16.12.2020	1972	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	84,6	76,7	35,5	42
	АТ-2	16.12.2020	1982	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	83,3	75,7	34,7	42
3. ПС 220 кВ Яснополянская	АТ-1	16.12.2020	1974	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	25,2	23,3	9,5	20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	АТ-2	16.12.2020	1986	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	21,4	20,6	5,6	17
4. ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	16.12.2020	1981	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	откл	откл	откл	
	АТ-2	16.12.2020	1982	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	45,9	43,8	13,6	37
5. ПС 220 кВ Северная	АТ-1	16.12.2020	1980	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	65,3	59,1	27,8	33
	АТ-2	16.12.2020	1966	ПБВ ±2*2,5%, ВДТ ±9*2,26%, ручной	180	39	35,5	16,3	22
	АТ-3	16.12.2020	2019	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	69,7	59	37	35
6. ПС 220 кВ Химическая	АТ-1	16.12.2020	1973	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	132,2	119,5	56,6	66
	АТ-2	16.12.2020	1973	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	31,5	30,7	7,1	16
7. ПС 220 кВ Бегичево	АТ-1	16.12.2020	1964	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	120	36,8	36,3	5,8	31
	АТ-2	16.12.2020	1964	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	120	37,5	36,2	9,8	31

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
8. ПС 220 кВ Люторичи	АТ-2	16.12.2020	1983	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	37,3	15	32,7	30
9. ПС 220 кВ Звезда	АТ-1	16.12.2020	1981	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	29,4	24,2	16,7	23
10. ПС 220 кВ Шипово	АТ-2	16.12.2020	1989	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	44	40,9	16,3	35

Приложение № 4
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2022–2026 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	Максимальная загрузка по замерам режимного дня за 3 года (2018-2020 гг.)	Действующие ДТП на 01.01.2021
1	2	3	4	5	6
1. ПС 110/35/6 кВ №1 Зубово	Кимовский район, д. Румянцево	1×10; 1×16	26	7,3	1,3
2. ПС 110/35/10 кВ №3 Белев	Белёвский район, г. Белев, ул. А Шамшиковой, 81	1×15; 1×25	40	8,8	0,7
3. ПС 110/35/6 кВ №7 Угольная	Новомосковский район, г. Новомосковск, ул. Первомайская 85	1×40,5; 1×40	80,5	31	1,4
4. ПС 110/35/10 кВ №10 Одоев	Одоевский район пос. Одоев, ул. Победы	2×16	32	6,3	1,1

1	2	3	4	5	6
5. ПС 110/35/6 кВ №11 Дубна	Дубенский район, пос. Дубна	1×16; 1×10	26	7,5	1,2
6. ПС 110/6 кВ №13 Суворов	Суворовский район, г. Суворов	1×25; 2×15	55	8,4	4,4
7. ПС 110/35/6 кВ №17 Щегловская	г. Тула, ул. Щегловская, засака, 24	2×40	80	24,7	4,2
8. ПС 110/35/6 кВ №20 Барсуки	Ленинский район, п. Барсуки, ул. Шоссейная, 24	2×25	50	13,6	5,9
9. ПС 110/6 кВ №21 Подземгаз	г. Тула, ул. Скуратовская, 108-б	2×16	32	10	0,9
10. ПС 110/6 кВ №22 Задонье	Новомосковский район, г. Северо-Задонск, ул. Руднева, 1	2×25	50	6,3	0,7
11. ПС 110/35/6 кВ №24 Рудаково	г. Тула, ул. Скуратовская, 52-а	2×25	50	20,6	2,6
12. ПС 110/35/6 кВ №26 Липки	Киреевский район, пос. Гвардейский	2×20	40	7,2	0,8
13. ПС 110/35/6 кВ №28 Ушатово	Суворовский район, пос. Центральный	1×7,5; 1×20	27,5	2,6	0,8
14. ПС 110/35/6 кВ №31 Ломинцево	Щекинский район, д. Косое	2×16	32	2,1	0,2
15. ПС 110/35/10 кВ №37 Грызлово	Веневский район, пос. Грицовский	1×20; 1×25	45	5,0	1,6
16. ПС 110/35/10 кВ № 38 Венев	Венёвский район, г. Венев, ул. Белова, 47	2×40	80	18,3	1,5
17. ПС 110/10/6 кВ №41 Перекоп	г. Тула, ул. Тимирязева, 99-а	1×63; 1×60	123	36,3	0,0
18. ПС 110/35/10 кВ №44 Казановка	Кимовский район, пос. Казановка	2×10	20	3,6	1,0

1	2	3	4	5	6
19. ПС 110/35/10 кВ №46 Труново	Киреевский район, д. Стойлово	1×20; 1×25	45	8,4	8,0
20. ПС 110/6 кВ №49 Криволучье	г. Тула, ул. Епифанское шоссе, 24	2×16	32	14,7	3,0
21. ПС 110/6 кВ №51 Оболенская	Киреевский район, пос. Шварцевский	2×16	32	1,8	0,2
22. ПС 110/35/6 кВ №52 Медвенка	Ленинский район, д. Медвенка	2×16	32	13,6	7,2
23. ПС 110/35/10 кВ №56 Мордвес	Веневский район, с. Дьяконово	2×10	20	7,6	3,9
24. ПС 110/35/10 кВ №58 Клен	Арсеньевский район, д. Гремячка	1×10; 1×16	26	3,7	1,4
25. ПС 110/6 кВ №60 Ушаково	Узловский район, д. Ушаково	1×20; 1×16	36	0,7	0,2
26. ПС 110/35/6 кВ №62 Ефремов	Ефремовский район, г. Ефремов, ул. Строителей, 10	3×40	120	20	1,6
27. ПС 110/6 кВ №64 Кировская	г. Тула, ул. Марата 53	2×40	80	7,6	0,0
28. ПС 110/35/6 кВ №68 Богородицк	Богородицкий район г. Богородицк, пер. Труда 47	2×25	50	12	1,1
29. ПС 110/35/6 кВ №75 Ясногорск	Ясногорский район, г. Ясногорск, ул. Некрасова, 21	2×63	126	39,3	15,4
30. ПС 110/35/6 кВ №76 Сокольники	Новомосковский район, г. Сокольники, ул. Строительная, 1	1×20; 1×16	36	8,0	0,2
31. ПС 110/35/6 кВ №77 Болоховская	Киреевский район, г. Болохово, ул. Шахтерская, 1	1×10; 1×25	35	7,2	2,5

1	2	3	4	5	6
32. ПС 110/35/6 кВ №79 Узловая	Узловский район, г. Узловая, Северный городок	2×40	80	30,8	1,0
33. ПС 110/35/6 кВ №86 Малахово	Щёкинский район, д. Малахово, д.133	1×20; 1×25	45	8,3	1,1
34. ПС 110/6 кВ №88 Ясенки	Щёкинский район, г. Щекино	2×25	50	14,7	0,2
35. ПС 110/35/6 кВ №89 Огаревка	Щекинский район, пос. Новоогаревский	1×25; 1×16	41	8,9	1,0
36. ПС 110/10 кВ №102 Турдей	Воловский район, д. Булычевка	2×10	20	6,9	1,2
37. ПС 110/35/10 кВ №137 Доробино	Тепло-Огаревский район, с. Доробино	2×16	32	3,2	0,4
38. ПС 110/10/6 кВ №145 Октябрьская	г. Тула, ул. Малые Гончары, 9-а	2×40	80	30,7	0,0
39. ПС 110/6 кВ №146 Гремячее	Новомосковский район, с. Гремячее (Гидроузел)	1×10; 1×16	26	4,1	0,3
40. ПС 110/10/6 кВ №149 Мясново	г. Тула, Одоевское шоссе 112	3×25	75	27,5	2,0
41. ПС 110/35/10 кВ №163 Волово	Воловский район, пос. Волово	2×16	32	8,8	1,1
42. ПС 110/10 кВ №183 Пушкинская	Алексинский район, г. Алексин, ул Садовая 1	1×25; 1×16	41	10,7	1,2
43. ПС 110/35/10 кВ №193 Чекалин	Суворовский район, г. Чекалин	1×7,5; 1×6,3	13,8	1,5	0,3
44. ПС 110/10 кВ №199 Залесная	г. Новомосковск	2×25	50	14,0	0,0
45. ПС 110/35/10 кВ №200 Тургеневская	Тульская область, пос. Чернь, ул. Дорожная	2×16	32	8,9	2,3
46. ПС 110/10/6 кВ №202 Пролетарская	г. Тула, ул. Приупская, 1-в	2×25	50	26,3	0,0

1	2	3	4	5	6
47. ПС 110/6 кВ №213 Рождественская	Ленинский район, пос. Рождественский	2×16	32	4,6	1,0
48. ПС 110/10/6 кВ №218 Южная	г. Тула, ул. Оружейная, 41	3×25	75	25,4	5,7
49. ПС 110/10/6 кВ №219 Центральная	г.Тула, ул. 1-я Хомутовка, 40	1×40;1×25	65	21,5	0,0
50. ПС 110/10 кВ №240 Красный Яр	Киреевский район, пос. Красный Яр	2×6,3	12.6	1,2	0,2
51. ПС 110/10/6 кВ №243 Привокзальная	г. Тула, ул. Нижнеупская, 19	2×40	80	24,7	0,0
52. ПС 110/35/10 кВ №245 Смычка	Плавский район, г. Плавск	2×25	50	15,1	1,3
53. ПС 110/35/6 кВ №246 Безово	Суворовский район, д. Безово	1×10	10	0,5	0,0
54. ПС 110/6 кВ №254 Шатск	Ленинский район, пос. Шатск, ООО «Промстройгаз2	2×10	20	0,9	0,0
55. ПС 110/10 кВ №278 Алешня	Ленинский район, д. Медведки	2×16	32	5,7	2,1
56. ПС 110/10 кВ №291 Трансмаш	г. Белёв, ул. Рабочая, 119	2×16	32	2,8	0,0
57. ПС 110/35/10 кВ №302 Рассвет	Ленинский район, пос. Рассвет	2×16	32	9,2	4,4
58. ПС 110/35/10 кВ № 303 Авангард	Алексинский район, СПК Авангард	2×10	20	1,9	2,3
59. ПС 110/10 кВ №304 Глушанки	Ленинский район, с. Глухие Поляны	1×16; 1×10	26	5,3	0,0
60. ПС 110/6 кВ №310 Партизан	Узловский район, пос. Дубовка, ул. Шахтная	2×16	32	8,6	0,2
61. ПС 110/6 кВ №319 КПД	г. Донской, пос. Шахты 13	2×10	20	5,9	0,3

1	2	3	4	5	6
62. ПС 110/35/10 кВ №321 Заокская	Заокский район, пос. Заокский	2×16	32	25,5	12,4
63. ПС 110/10 кВ №322 Яковлево	Заокский район, д. В. Романово	2×10	20	5,4	7,6
64. ПС 110/10/6 кВ №326 Краинка	Суворовский район, с. Рождественно	1×16; 1×10	26	2,2	0,4
65. ПС 110/35/6 кВ №334 Селиваново	Щекинский район, с. Селиваново, ул. Пионерская, стр. 3	2×16	32	4,9	1,1
66. ПС 110/10 кВ №338 Говоренки	Одоевский район, с. Говоренки	1×6,3	6.3	0,5	0,0
67. ПС 110/10 кВ №339 Кальна	Чернский район, с.а. Русинская 50 м на восток от п. Жизнь	1×6,3; 1×5,6	11.9	1,2	0,1
68. ПС 110/6 кВ №344 Средняя	Алексинский район, ж/д ст. «Средняя»	1×16; 1×10	26	13,5	0,7
69. ПС 110/35/6 кВ №351 Самарская	Куркинский район пос. Куркино, ул. Привокзальная	2×16	32	5,9	0,2
70. ПС 110/35/10 кВ №358 Арматурная	Богородицкий район, п. Товарково, ул. Энергетиков, 4-б	2×25	50	10,6	0,3
71. ПС 110/6 кВ №363 Временная	Киреевский район, д. Присады	1×6,3	6.3	0,4	0,4
72. ПС 110/10 кВ №367 Технологическая	Богородицкий район, г. Богородицк	2×16	32	1,1	1,0
73. ПС 110/10/6 кВ №370 Тулица	г.Тула, ул. Куренкова, 14-а	2×25	50	11,6	4,9
74. ПС 110/10/6 кВ № 371 Никулинская	Алексинский район, от д. Клейменово, 7 км в сторону п. Новогуровский	2×25	50	3,6	2,0

1	2	3	4	5	6
75. ПС 110/6 кВ №378 Гагаринская	Щекинский район, д. Ясенки, ул. Цветочная, 18	1×25; 1×16	41	6,9	0,2
76. ПС 110/6 кВ №384 Советская	Щекинский район, г. Советск	1×16; 1×10	26	2,4	0,4
77. ПС 110/35/6 кВ №385 Обидимо	пос. Ленинский	1×16; 1×7,5	23.5	7,9	0,6
78. ПС 110/35/6 кВ №386 Мелиоративная	пос. Ленинский, д. Барсуки, ул. Октябрьская, д. 1-а	1×10	10	5,1	1,5
79. ПС 110/35/6 кВ №390 Лужное	Дубенский район, пос. Воскресенский	1×16	16	4,2	0,6
80. ПС 110/6 кВ №404 Ратово	Ленинский район, д. Ратово	2×10	20	2,1	4,2
81. ПС 110/10 кВ №406 Крушма	Алексинский район, СПК «Красное»	1×6,3	6.3	0,4	0,0
82. ПС 110/10 кВ №407 Глебово	Калужская область, Ферзиковский район, д. Глебово	1×6,3	6.3	1,0	0,0
83. ПС 110/10 кВ №408 Епифань	Узловский район, д. Мельгуново	1×10; 1×6,3	16.3	1,5	0,1
84. ПС 110/35/10 №409 Черемушки	Ефремовский район	1×10	10	2,1	0,8
85. ПС 110/10 кВ №410 Давыдово	Белевский район, Давыдово	1×6,3	6.3	0,7	0,1
86. ПС 110/35/10 кВ №415 Савино	Новомосковский район, д. Савино	2×10	20	2,5	0,1
87. ПС 110/35/10 кВ №421 Каменка	Каменский район, с. Архангельское	1×16; 1×10	26	4,6	0,7
88. ПС 110/35/10 кВ № 423 Даргомьжская	Арсеньевский район, пос. Арсеньево	1×16	16	1,8	0,3
89. ПС 110/6 кВ №427 Айдарово	Алексинский район, д. Айдарово	1×25	25	1,3	0,4

1	2	3	4	5	6
90. ПС 110/10 кВ №430 Точмаш	Суворовский район, пос. Центральный	2×16	32	0,5	0,1
91. ПС 110/10/10 кВ №433 Стечкин	Ленинский район, с. Осиновая Гора	2×40	80	8,5	25,1

Приложение № 5
к Схеме и Программе развития электроэнергетики
Тульской области на 2022-2026 годы

Вводы электросетевых объектов напряжением 500 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2021-2026 годы
Сводные данные по развитию электрических сетей.

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	ВЛ, км; ПС, МВА	2021		2022		2023		2024		2025		2026		2021-2026	
			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		0,0	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	280,0	0,0	0,0	0,0	125,0	7,0	485,0
1	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА и увеличением трансформаторной мощности до 160 МВА	1х80 МВА		80,0											0,0	80,0
2	Строительство ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА)	80 МВА							80,0						0,0	80,0
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2х3,5 км)	2х3,5 км							7,0						7,0	0,0
4	Реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ без изменения трансформаторной мощности	200 МВА								200,0					0,0	200,0
5	Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВА до 296,5 МВА	125 МВА												125,0	0,0	125,0
6	Реконструкция ОРУ-220 кВ (схема № 220-7 Четырехугольник) ПС 220 кВ Металлургическая ****														0,0	0,0
	110 кВ		63,5	221,0	0,8	16,0	76,1	0,0	42,0	0,0	26,9	0,0	0,0	0,0	209,2	237,0
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск*	0,8 км			0,8										0,8	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
7	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная*	26,85 км									26,9				26,9	0,0
8	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
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк*	29,44 км					29,4								29,4	0,0
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор №105-163А*	8,7 км					8,7								8,7	0,0
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская*	21,0 км	3,0				18,0								21,0	0,0
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево*	12,0 км							12,0						12,0	0,0
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками*	30,0 км							30,0						30,0	0,0
14	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	16 МВА				16,0									0,0	16,0
15	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов с 2х16 МВА на 2х25 МВА**	2х25 МВА		50,0											0,0	50,0
16	Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпайки к ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	2х16 МВА, 2х0,23 км	0,5	32,0											0,5	32,0
17	Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом на напряжение 110 кВ и строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск	4 МВА, 10 МВА, 2х10,5 км	21,0	14,0											21,0	14,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
18	Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково и ЛЭП 35 кВ Ненашево – Хрипково с переводом ПС и ВЛ на напряжение 110 кВ	2х2,5 МВА, 17 км	17,0	5,0											17,0	5,0
19	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская и перевод ЛЭП 35 кВ Хрипково – Заокская на напряжение 110 кВ	16 км	16,0												16,0	0,0
20	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и двух КЛ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская – ПС 110 кВ Карбамид	2х60 МВА, 2х3 км	6,0	120,0											6,0	120,0
	Всего по 220 кВ		0,0	80,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,0	280,0	0,0	0,0	0,0	125,0	7,0	485,0
	Всего по 110 кВ		63,5	221,0	0,8	16,0	76,1	0,0	42,0	0,0	26,9	0,0	0,0	0,0	209,2	237,0
	Всего по 35 кВ		0,0	0,0	6,0	0,0	12,7	10,0	7,7	0,0	15,7	0,0	0,0	0,0	42,1	10,0
	Всего по 10-6 кВ		44,8	1,8	429,4	5,3	64,3	0,0	48,3	0,3	68,9	3,5	0,0	0,0	706,7	15,6
	Всего по 0,4 кВ		29,3	0,0	273,5	0,0	113,3	0,0	62,9	0,0	13,5	0,0	0,0	0,0	492,5	0,0
	Итого по базовому сценарию развития		137,6	302,8	709,7	21,3	266,4	10,0	167,9	280,3	125,0	3,5	0,0	125,0	1457,5	747,6
Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности																
	500 кВ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,0	1002,0	0,0	0,0	104,0	1002,0
1	Строительство ПС 500 кВ Тула Новая, с установкой двух АТ 500/220 кВ, с сооружением заходов ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, заходов ВЛ 220 кВ Тула – Металлургическая, ВЛ 220 кВ Тула – Тепличная с отпайкой на ПС Яснополянская, сооружение двух двухцепных ВЛ 220 кВ Тула Новая – ПМХ, двух ВЛ 220 кВ Тула Новая – Метиз***	2х501 МВА, 2х32 км, 2х2 км, 2х10 км, 2х6 км, 2х2 км									104,0	1002,0			104,0	1002,0
	220 кВ		0,0	80,0	0,0	125,0	0,0	0,0	7,0	280,0	132,0	125,0	0,0	0,0	139,0	610,0
2	Реконструкция ПС 220 кВ Тепличная с установкой второго трансформатора 220/10 кВ мощностью 80 МВА и увеличением трансформаторной мощности до 160 МВА	1х80 МВА		80,0											0,0	80,0
3	Строительство ПС 220 кВ Арсенал трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА)	80 МВА								80,0					0,0	80,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
4	Реконструкция ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая со строительством заходов на ПС 220 кВ Арсенал ориентировочной протяженностью 7 км (2х3,5 км)	2х3,5 км							7,0						7,0	0,0
5	Реконструкция ПС 220 кВ Химическая с заменой автотрансформатора 220/110 кВ без изменения трансформаторной мощности	200 МВА								200,0					0,0	200,0
6	Реконструкция ПС 220 кВ Бегичево с заменой автотрансформатора 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 5 МВА до 296,5 МВА	125 МВА				125,0									0,0	125,0
7	Реконструкция ПС 220 кВ Звезда с установкой второго автотрансформатора мощностью 125 МВА при реализации ТП ТОСЭР Ефремов***	125 МВА										125,0			0,0	125,0
8	Реконструкция ПС 220 кВ Звезда с заменой трансформатора тока ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда с 400 А на 600 А при реализации ТП Щекиноазот Ефремов и ТП ТОСЭР Ефремов***	1 шт.													0,0	0,0
9	Замена выключателей в РУ 220 кВ ПС 220 кВ Тула***	7 шт.													0,0	0,0
10	Реконструкция ОРУ-220 кВ (схема № 220-7 Четырехугольник) ПС 220 кВ Металлургическая														0,0	0,0
11	Установка на ПС 220 кВ Люторичи АОПО ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи с запретом АПВ и действием на отключение ВЛ 110 кВ Ушаково-Люторичи со стороны ПС 220 кВ Люторичи														0,0	0,0
12	Сооружение ПС 220 кВ Щекиноазот Ефремов (сооружение двух ВЛ 220 кВ Елецкая - Щекиноазот Ефремов, двух ВЛ 220 кВ Звезда - Щекиноазот Ефремов, реконструкция ПС 220 кВ Звезда, реконструкция ПС 500 кВ Елецкая)***	2х60 км, 2х6 км										132,0			132,0	0,0
	110 кВ		94,3	427,0	25,5	16,0	163,1	160,0	74,6	126,0	26,9	0,0	0,0	0,0	384,3	729,0
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск*	0,8 км	0,8												0,8	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская-Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская-Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово-Мясново, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула-Мясново №2 с отпайкой на ПС Южная*	26,85 км									26,9				26,9	0,0
15	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
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово-Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк*	29,44 км					29,4								29,4	0,0
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайкой на ПС Турдей в пролётах опор №105-163А*	8,7 км					8,7								8,7	0,0
18	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново-Советская*	21,0 км	3,0				18,0								21,0	0,0
19	Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск-Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС-Лазарево*	12,0 км							12,0						12,0	0,0
20	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками*	30,0 км							30,0						30,0	0,0
21	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2 с 10 МВА на 16 МВА	16 МВА				16,0									0,0	16,0
22	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов с 2х16 МВА на 2х25 МВА**	2х25 МВА		50,0											0,0	50,0
23	Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и строительство отпайки к ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и от ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	2х16 МВА, 2х0,23 км	0,5	32,0											0,5	32,0
24	Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом на напряжение 110 кВ и строительство заходов от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск	4 МВА, 10 МВА, 2х10,5 км	21,0	14,0											21,0	14,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
25	Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом на напряжение 110 кВ и ЛЭП 110 кВ Ненашево - Хрипково	2х2,5 МВА, 17 км	17,0	5,0											17,0	5,0
26	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская и ЛЭП 110 кВ Хрипково - Заокская	16 км	16,0												16,0	0,0
27	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и двух КЛ 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская - ПС 110 кВ Карбамид	2х60 МВА, 2х3 км	6,0	120,0											6,0	120,0
28	Строительство ПС 110 кВ ЛетоГрупп с установкой двух Т 110/10 кВ и двух ВЛ 110 кВ Заокская - ЛетоГрупп***	2х40 МВА, 2х10 км	20,0	80,0											20,0	80,0
29	Строительство ПС 110 кВ ТОСЭР Алексин с установкой двух Т 110/10 кВ и ВЛ 110 кВ Шипово - ТОСЭР Алексин, ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - ТОСЭР Алексин***	2х63 МВА, 5 км, 5 км	10,0	126,0											10,0	126,0
30	Строительство ПС 110 кВ ТОСЭР Ефремов с установкой двух Т 110/10 кВ и двух ВЛ 110 кВ Звезда - ТОСЭР Ефремов***	2х80 МВА, 2х5 км					10,0	160,0							10,0	160,0
31	Строительство ПС 110 кВ Новая Тула с двумя Т 110/10 кВ и отпаяк на ПС Новая Тула от ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Тула - Мясново № 2 в отпайкой на ПС Южная***	2х63 МВА, 2х1 км							2,0	126,0					2,0	126,0
32	Сооружение ВЛ 110 кВ Бегичево - Звезда (провод АС-120) при реализации ТП ТОСЭР Ефремов***	77 км					77,0								77,0	0,0
33	Замена ошиновки 110 кВ на ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет» провод М-95 на провод АС-240***														0,0	0,0
34	Реконструкция ПС 220 кВ Звезда с заменой трансформатора тока ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда с 400 А на 600 А при реализации ТП Щекиноазот Ефремов и ТП ТОСЭР Ефремов***														0,0	0,0
35	Замена провода ВЛ 110 кВ Протон-Заокская с отпайкой провод АС-120 на провод АС-150***	25,5 км			25,5										25,5	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
36	Замена выключателей в РУ 110 кВ ТЭЦ-ПВС АО «Тулачермет»	3 шт													0,0	0,0
37	Замена провода ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками провод АС-120 на провод АС-150***	30,6 км							30,6						30,6	0,0
	Всего по 500 кВ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,0	1002,0	0,0	0,0	104,0	1002,0
	Всего по 220 кВ		0,0	80,0	0,0	125,0	0,0	0,0	7,0	280,0	132,0	125,0	0,0	0,0	139,0	610,0
	Всего по 110 кВ		94,3	427,0	25,5	16,0	163,1	160,0	74,6	126,0	26,9	0,0	0,0	0,0	384,3	729,0
	Итого по региональному сценарию развития		94,3	507,0	25,5	141,0	163,1	160,0	81,6	406,0	262,9	1127,0	0,0	0,0	627,3	2341,0

*Реконструкция ВЛ 110 кВ без увеличения сечения провода.

**Целесообразность мероприятий по установке трансформаторов мощностью 2х40 МВА на ПС 110 кВ Заокская требует уточнения в рамках процедуры утверждения инвестиционной программы субъекта электроэнергетики, поскольку к настоящему моменту необходимо учитывать высокую степень реализации мероприятий по установке на ПС 110 кВ Заокская трансформаторов мощностью 2х40 МВА.

***Представленные технические решения являются предварительными и должны быть уточнены на стадии технологического присоединения.

**** Реконструкция ПС 220 кВ Металлургическая - 2022 год.

Приложение № 6
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2022–2026 годы

Результаты анализа токовых нагрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках базового и регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области в период 2021–2026 годов

Таблица 6.1. Результаты анализа токовых нагрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области при температуре наружного воздуха минус 26 °С в период 2021–2026 годов

Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Зимний максимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети	Загрузка, %/год						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. МВ 2 сш ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период с 2021-2023 годов) МВ 2 сш ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годов)	Нормальная	-	-	-	108	107	111	111	
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	107	108	120	119	124	124
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	111	112	127	126	131	131
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	101	103	115	115	118	119

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	107	108	121	120	125	126
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	110	111	125	124	128	129
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	101	114	114	117	118
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС	-	-	104	103	107	107
2. ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	105	104	108	109
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	112	111	116	116
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	-	-	106	105	110	110
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	110	110	113	114
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	-	102	102
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	-	-	-	-	103	104
3. МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	105	104	108	109
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	112	111	115	116
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	-	-	106	105	110	110

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	110	110	113	114
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	-	102	102
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	-	-	-	-	103	103
4. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	103	110	111
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	-	-	104	104
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	-	-	-	-	101	101
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	-	-	-	-	103	103
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС	-	-	-	-	-	103
5. МВ 2 сш ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период с 2021 - 2023 годов) МВ 2 сш ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годов)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	108	108	111	112
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	105	106	119	119	124	124
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	104	105	117	118	121	122

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		№2 с отпайкой на блок 2							
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	109	111	125	125	129	129
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	112	113	124	123	129	129
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	113	114	126	125	129	129
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая	-	-	109	109	113	114
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	101	102	112	112	116	117
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	114	116	-	128	133	133
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	126	127	141	141	147	147
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	-	-	-	-	101	101
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	101	105	105

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-2 ПС 220 кВ Северная	-	-	105	104	105	106
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-3 ПС 220 кВ Северная	-	-	102	104	104	105
	Ремонтная	АТ-2 ПС 220 кВ Северная	АТ-3 ПС 220 кВ Северная	-	-	101	-	106	106
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	102	102	103	103
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	101	114	114	115	116
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	102	102	106	106
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	101	113	113	117	117
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Протон	АТ-2 ПС 220 кВ Протон	-	101	113	112	116	116
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №1	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №2	-	101	113	112	116	116
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайками на ПС Яковлево	-	-	112	111	115	115
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	-	-	107	106	110	110
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	-	-	110	109	113	114

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Тула	АТ-2 ПС 220 кВ Тула	-	-	106	106	110	111
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-2 ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	-	-	103	103
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками	-	-	109	108	112	112
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	-	-	109	108	112	112
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	-	-	109	108	112	112
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	-	-	108	107	111	11
6. МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторици	-	-	105	104	108	109
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	103	103	106	107
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторици	-	-	110	110	114	114
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	-	-	109	108	113	114

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	-	101	111	110	114	114
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2. с отпайкой на блок 2	-	-	-	-	101	101
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	101	102	114	113	118	118
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	112	114	126	126	131	132
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	105	105	108	108
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Протон	АТ-2 ПС 220 кВ Протон	-	-	-	-	101	101
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №1	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №2	-	-	-	-	101	101
7. ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	105	104	108	109
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	103	103	106	107
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	111	-	114	114

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
		с отпайкой на блок 1							
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	-	-	109	108	114	114
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	-	101	111	110	114	114
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	-	-	101	101
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	101	102	114	113	118	118
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	112	114	127	126	131	132
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	105	105	108	108
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Протон	АТ-2 ПС 220 кВ Протон	-	-	-	-	101	101
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №1	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №2	-	-	-	-	101	101
8. МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	105	108	108
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	-	116	116

1	2	3	4	5	6	7	8	9
		ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1						
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	-	101 101
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	105	109	113 114
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	118	122 123
9. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	105	108 108
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	-	116 116
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	-	100 101
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	105	109	113 113

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	118	122	123
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Протон	АТ-2 ПС 220 кВ Протон	-	-	-	-	100	101
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №1	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №2	-	-	-	-	100	101
10. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	103	110	110
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	-	109	109
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	110	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	-	-	-	-	107	107
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	-	-	-	-	106	106
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая	-	-	-	-	101	102

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	-	-	102	103
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	-	102	102
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	111	119	119
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №1	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №2	-	-	-	-	-	101
11. ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	101	102	105	105
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	146	148	170	171	177	178
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторичи	130	131	169	155	160	160
12. ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	142	144	151	166	172	173
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторичи	125	127	146	150	154	155
13. ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	101	-	104	104

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Зимний минимум нагрузок								
14. МВ 2 сш ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период с 2021 - 2023 годов) МВ 2 сш ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годов)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	-	101 101
15. ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	-	106 107
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторичи	-	-	-	-	104 104
16. ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	-	103 103
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторичи	-	-	-	-	100 101
17. ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка (участок ВЛ 110 кВ Плавск - отпайка на ПС Смычка)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	-	-	-	-	101 101
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	-	-	-	-	- 100
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	-	-	-	-	103 104

Таблица 6.2. Результаты анализа токовых нагрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области при температуре наружного воздуха плюс 5 °С в период 2021–2026 годов

Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Зимний максимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети	Загрузка, %/год						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период 2021-2023 годов) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024-2026 годов)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	107	108	119	119	125	125
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС- Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	101	102	106	106
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС- Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	106	107	111	111
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	-	-	104	105	110	110
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула- Ленинская	-	-	106	106	111	111
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	109	110	114	114

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС- Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	-	-	104	104
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	-	101	102
2. МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	106	106	111	111
	Ремонтная		ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	-	-	101
3. ВЛ 110 кВ Ушаково- Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	132	134	153	154	160	160
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	119	121	139	142	148	148
4. ВЛ 110 кВ Ушаково-Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	128	130	148	150	155	156
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	116	117	135	138	143	143
5. ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	106	106	111	111
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	-	101	101
6. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	-	102	102

1	2	3		4	5	6	7	8	9
7. МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	101	105	105
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС- Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	-	-	102
8. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	102	102	106
	Ремонтная	Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	-	-	102

Таблица 6.3. Результаты анализа токовых нагрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области и при температуре наружного воздуха плюс 19 °С в период 2021–2026 годов

Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Летний максимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети	Загрузка, %/год						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. ВЛ 110 кВ Ушаково- Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная- Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	108	109	118	118	116	117
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС- Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	109	110	119	122	119	119

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая	112	114	120	124	122	123
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи, ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	130	132	141	141	140	141
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи, ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	127	129	137	138	137	137
2. ВЛ 110 кВ Ушаково-Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная-Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево-Люторичи	106	107	116	116	114	115
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево-Люторичи	107	108	116	120	117	117
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи, ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая	110	112	118	122	120	120
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи, ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	129	130	139	139	138	139
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи, ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	125	127	135	136	135	135

Таблица 6.4. Результаты анализа токовых нагрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области и при температуре наружного воздуха плюс 30 °С в период 2021–2026 годов

Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Летний максимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети		Загрузка, %/год					
				2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3		4	5	6	7	8	9
1. ВЛ 110 кВ Ушаково-Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная-Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево-Люторичи	126	127	137	138	136	136
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево-Люторичи	127	128	137	141	138	138
2. ВЛ 110 кВ Ушаково-Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная-Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево-Люторичи	123	125	135	135	133	133
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево-Люторичи	124	126	135	139	136	136

Таблица 6.7. Результаты анализа токовых загрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области при температуре наружного воздуха минус 26 °С в период 2021–2026 годов

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Зимний максимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети	Загрузка, %/год						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период с 2021 - 2023 годы) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годы)	Нормальная	-	-	-	113	116	-	-	
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	108	110	125	128	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС	-	-	108	111	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	112	114	132	136	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 200 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	101	103	119	122	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	102	104	120	125	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	108	110	126	130	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	111	113	130	134	-	-
	Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ленинская	-	-	114	117	-	-
Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Тула	-	-	113	116	-	-	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	113	116	-	-
	Нормальная	-	АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	-	-	113	116	-	-
	Нормальная	-	АТ-2 ПС 220 кВ Тула	-	-	112	115	-	-
	Нормальная	-	АТ-2 ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	104	107	-	-
2. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	-	101	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС	-	-	-	102	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	-	-	-	101	-	-
3. ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	Нормальная	-	-	-	-	-	101	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	110	113	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	101	118	121	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 200 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	104	107	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	-	-	105	109	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	-	-	112	115	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	115	119	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ленинская	-	-	-	102	-	-
	Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Тула	-	-	-	101	-	-
	Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Metallургическая	-	-	-	101	-	-
	Нормальная	-	АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	-	-	-	101	-	-
	Нормальная	-	АТ-2 ПС 220 кВ Тула	-	-	-	100	-	-
4. МВ ВЛ-220 кВ Северная - Химическая (на ПС 220 кВ Химическая)	Нормальная	-	-	-	-	-	100	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	110	113	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево-Люторичи	-	101	117	121	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 200 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	104	107	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	-	-	105	109	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	-	-	112	115	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	115	119	-	-
	Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ленинская	-	-	-	102	-	-
	Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Тула	-	-	-	101	-	-

1	2	3		4	5	6	7	8	9
	Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	-	101	-	-
	Нормальная	-	АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	-	-	-	101	-	-
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период с 2021 - 2023 годы) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годы)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	113	116	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	106	108	125	129	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	105	107	123	126	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	111	113	131	135	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	113	115	129	133	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	114	116	131	135	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая	-	101	114	117	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	102	103	117	121	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	115	118	134	138	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	127	129	147	152	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	-	-	103	106	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	103	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-2 ПС 220 кВ Северная	-	-	109	112	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-3 ПС 220 кВ Северная	-	-	106	109	-	-
	Ремонтная	АТ-2 ПС 220 кВ Северная	АТ-3 ПС 220 кВ Северная	-	-	105	108	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	101	-	106	109	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	103	119	122	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	106	109	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	101	103	118	121	-	-
	Ремонтная	АТ-9 ПС 500 кВ Новокаширская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	102	104	119	122	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Протон	АТ-2 ПС 220 кВ Протон	101	103	119	122	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №1	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №2	101	103	119	122	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайками на ПС Яковлево	101	103	119	122	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	-	-	114	117	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	-	-	115	118	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Тула	АТ-2 ПС 220 кВ Тула	-	-	111	114	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-2 ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	104	106	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками	-	-	113	116	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	-	-	113	116	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	-	-	113	116	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	-	-	112	115	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 500 кВ Тула Новая	АТ-2 ПС 500 кВ Тула Новая	-	-	-	-	132	134
2. МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024-2026 годы)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	109	-	-
3. МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	112	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	100	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	121	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	102	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	109	117	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	127	-	-
	Ремонтная	АТ-9 ПС 500 кВ Новокаширская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	-	105	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 500 кВ Тула Новая	АТ-2 ПС 500 кВ Тула Новая	-	-	-	-	102	104
4. МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Нормальная	-	-	-	-	-	100	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	110	113	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	108	111	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	116	120	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	-	101	114	117	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	100	102	116	119	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	102	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	102	104	119	123	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	113	116	133	137	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	104	107	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	110	113	-	-
	Ремонтная	АТ-9 ПС 500 кВ Новокаширская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	104	107	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Протон	АТ-2 ПС 220 кВ Протон	-	-	104	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №1	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №2	-	-	104	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайками на ПС Яковлево	-	-	104	107	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	-	-	-	103	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	-	-	-	100	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 500 кВ Тула Новая	АТ-2 ПС 500 кВ Тула Новая	-	-	-	-	116	119
5. ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	Нормальная	-		-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	110	114	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	108	111	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	116	120	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	-	101	114	117	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	100	102	116	119	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая	-	-	-	102	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	102	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	102	104	119	123	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	113	116	133	137	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	104	107	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	110	113	-	-
	Ремонтная	АТ-9 ПС 500 кВ Новокаширская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	104	107	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Протон	АТ-2 ПС 220 кВ Протон	-	-	104	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №1	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская №2	-	-	104	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайками на ПС Яковлево	-	-	104	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	-	-	-	101	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	-	-	100	103	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой на ПС Богородицк	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой на ПС Турдей	-	-	-	100	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 500 кВ Тула Новая	АТ-2 ПС 500 кВ Тула Новая	-	-	-	-	116	119
6. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	111	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	100	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	120	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	102	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	109	116	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	126	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	АТ-9 ПС 500 кВ Новокаширская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	-	105	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Тула	АТ-2 ПС 220 кВ Тула	-	-	-	-	102	104
7. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	108	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	-	-	-	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	-	-	-	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	117	-	-
	Ремонтная	АТ-9 ПС 500 кВ Новокаширская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	107	112	-	-
8. ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	106	111	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	-	-	-	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	148	151	180	189	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторичи	130	133	158	169	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	103	-	-
9. ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	102	106	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	143	146	175	184	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторичи	126	128	154	164	-	-
10. ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	-	-	102	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	109	112	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	101	103	-	-
11. ВЛ 110 кВ Протон-Заокская с отпайкой	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	-	-	-	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	100	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ - Космос с отпайками	103	111	123	125	-	108

1	2	3		4	5	6	7	8	9
12. ВЛ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет - Металлургическая	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Тула	АТ-2 ПС 220 кВ Тула	-	-	-	-	103	102
Зимний минимум нагрузок									
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период с 2021 - 2023 годы) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годы)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	103	-	-
2. ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	110	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	105	-	-
3. ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	102	-	-
4. ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	101	102	102	100	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал	-	-	-	103	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	100	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	-	100	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	101	103	103	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	121	122	119	122	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	113	114	112	115	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая	109	110	109	111	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	109	111	109	111	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	109	110	108	111	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	111	113	111	114	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	117	119	118	121	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	112	114	112	115	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	120	121	121	124	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	117	119	118	115	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	-	101	101	103	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	101	103	103	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	106	108	108	111	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	107	109	110	113	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторичи	104	105	105	108	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Каширская ГРЭС - Арсенал	104	105	105	108	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Новомосковская ГРЭС - Михайловская	104	106	106	108	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	110	112	113	115	-	-
	Ремонтная	АТ-9 ПС 500 кВ Новокаширская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	113	114	112	115	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	155	157	155	153	108	109
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	154	155	153	151	106	107

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	112	113	111	108	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	118	120	118	116	-	-
5. ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	100	-	-	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	131	132	130	129	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	131	132	131	129	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	100	102	-	103	-	-
6. ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	155	157	155	153	108	109
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	154	155	153	151	106	107
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	122	124	121	125	-	-
7. ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	134	135	134	132	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	134	136	134	133	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	104	105	104	107	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
8. ВЛ 110 кВ Мценск - Чернь с отпайкой на ПС Коммаш	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	105	106	105	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	108	109	108	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	104	105	104	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	103	104	103	103	-	-

Таблица 6.8. Результаты анализа токовых загрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области при температуре наружного воздуха плюс 5 °С в период 2021–2026 годов

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Зимний максимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети	Загрузка, %/год						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период с 2021 - 2023 годы) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годы)	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	105	109	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	112	116	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 200 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	101	105	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	-	-	101	106	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	-	-	106	110	-	-
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	109	114	-	-
	Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Ленинская	-	-	-	100	-	-
Нормальная	-	1 СШ 110 кВ ПС 220 кВ Металлургическая	-	-	-	100	-	-	
2. ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево- Люторичи	-	-	103	103	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	101	100	-	-
3. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая (в период с 2021 - 2023 годы) МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Химическая - Арсенал на ПС 220 кВ Химическая (в период 2024 - 2026 годы)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	105	109	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Гипсовая	-	-	103	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	111	115	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	-	-	108	112	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	-	-	110	114	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №2 с отпайкой на блок 2	-	-	-	102	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	101	113	118	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	108	110	124	129	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	101	105	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	-	103	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	АТ-9 ПС 550 кВ Новокаширская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	-	-	103	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Протон	АТ-2 ПС 220 кВ Протон	-	-	100	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская № 1	ВЛ 220 кВ Протон - Калужская № 2	-	-	100	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Протон - Космос	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайками на ПС Яковлева	-	-	100	104	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	-	-	-	100	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 500 кВ Тула Новая	АТ-2 ПС 500 кВ Тула Новая	-	-	-	-	117	120
4. МВ ВЛ 220 кВ Северная - Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	100	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторици	-	-	-	102	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ ВЛ Тула - Ленинская	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторици	-	-	111	115	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 500 кВ Тула Новая	АТ-2 ПС 500 кВ Тула Новая	-	-	-	-	103	106
5 ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	100	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторици	-	-	111	115	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	102	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	АТ-1 ПС 500 кВ Тула Новая	АТ-2 ПС 500 кВ Тула Новая	-	-	-	-	103	106
6. МВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая на ПС 220 кВ Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	104	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	101	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	107	-	-
7. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	108	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	101	-	-
8. ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	133	135	160	168	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	120	122	145	153	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	100	-	-
9. ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	129	131	156	164	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторици	116	118	141	149	-	-
Зимний минимум нагрузок									
1. ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка (участок ВЛ 110 кВ Плавск - отпайка на ПС Смычка)	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Алексинская ТЭЦ	107	108	105	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	-	101	-	-	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	102	104	103	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	-	101	-	100	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	106	107	106	108	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая/ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	103	104	102	100	-	-
	Ремонтная	АТ-9 ПС 550 кВ Новокаширская	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	-	101	-	100	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	103	104	101	-	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	108	109	106	101	-	-
Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	130	131	128	124	-	-	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	129	130	128	123	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	100	101	-	-	-	-
2. ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	110	111	109	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	111	111	109	105	-	-
3. ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	130	131	129	124	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	130	131	128	123	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	100	101	-	-	-	-
4. ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	112	113	111	107	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	113	114	111	107	-	-

Таблица 6.9. Результаты анализа токовых загрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области при температуре наружного воздуха плюс 19 °С и плюс 30 °С в период 2021–2026 годов

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности									
Зимний максимум нагрузок									
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети	Загрузка, %/год						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Летний максимум нагрузок +19°С									
1. ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	109	111	125	131	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	110	112	125	132	-	-
2. ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	107	109	123	129	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	108	110	123	130	-	-
Летний минимум нагрузок +19°С									
1. ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	-	-	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	-	-	105	-	-
2. ВЛ 110 кВ Чернь - Плавск с отпайкой на ПС Скуратово	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой на ПС Смычка	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	-	-	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск с отпайками	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Мценск	-	-	-	105	-	-
Летний максимум нагрузок +30°С									

1	2	3		4	5	6	7	8	9
1. ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	128	129	146	152	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторичи	128	129	145	153	-	-
2. ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	126	127	144	-	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ 220 Бегичево - Люторичи	126	127	143	-	-	-
3. ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	-	-	-	105	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Арсенал	-	-	-	108	-	-

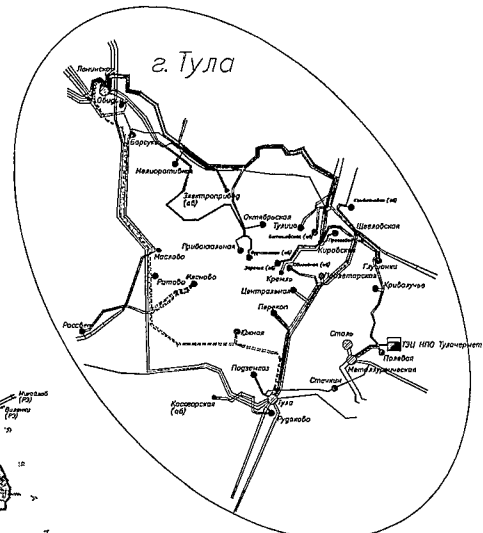
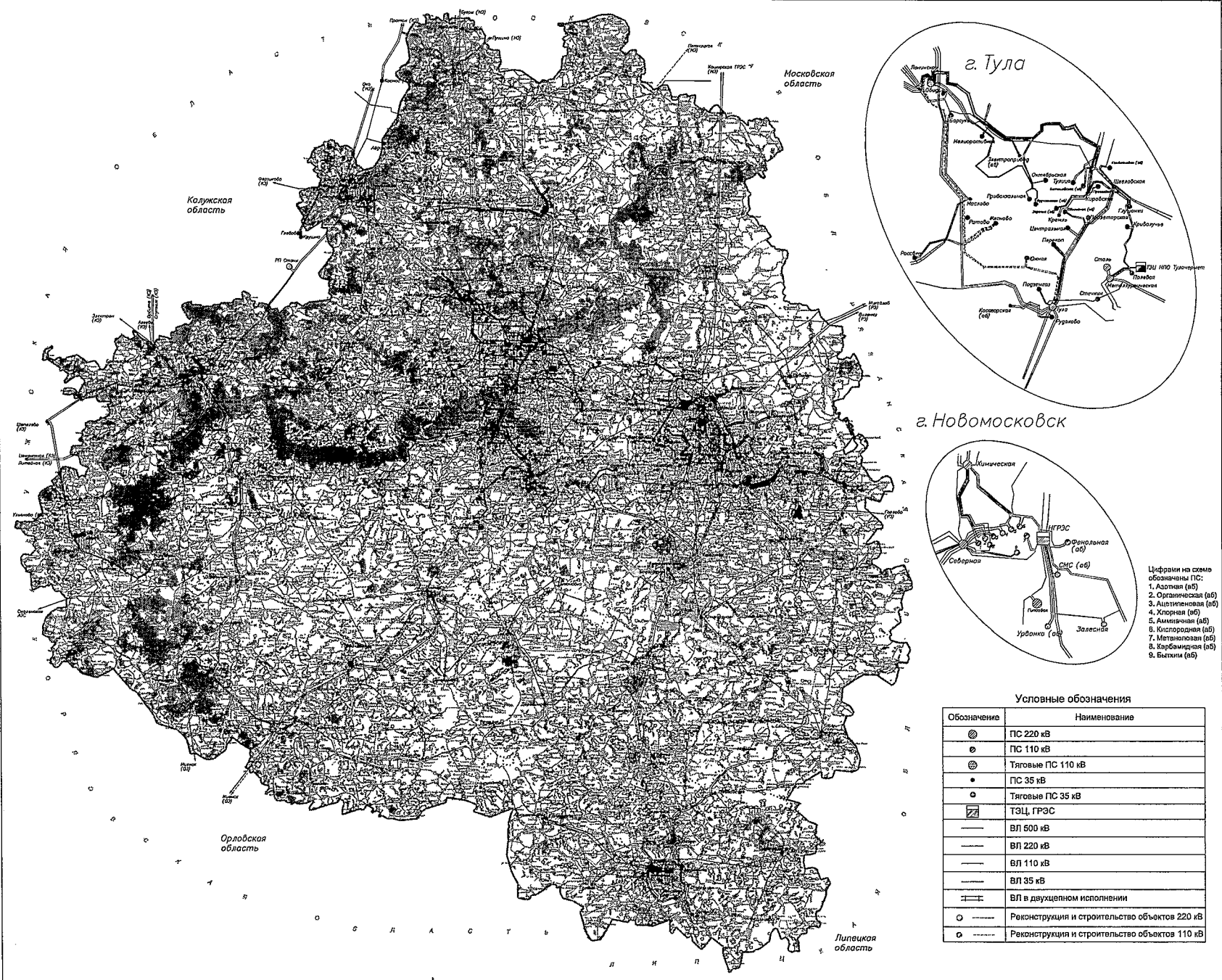
Таблица 6.10. Результаты анализа токовых загрузок электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности при среднестатистических значениях величин генерирующей мощности электростанций энергосистемы Тульской области при температуре наружного воздуха плюс 19 °С в период 2021–2026 годов

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности										
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети			Загрузка, %/год					
					2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3			4	5	6	7	8	9
Летний максимум нагрузок +19°С										
1. ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	113	114	127	135	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	131	134	149	156	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	128	131	146	153	-	-
2. ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	111	112	125	132	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	129	132	147	154	-	-
	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	126	129	144	151	-	-

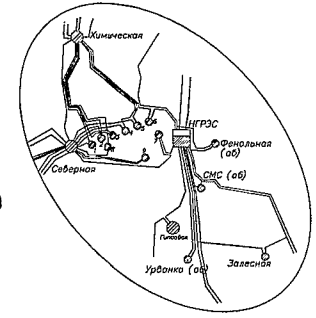
СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2022-2026 ГОДЫ

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 № 7
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской
области на 2022-2026 годы



г. Новомосковск



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

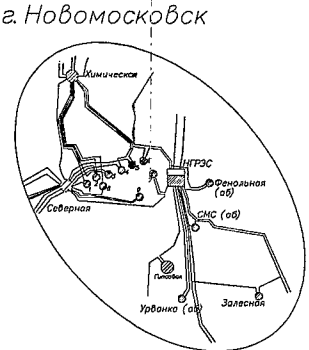
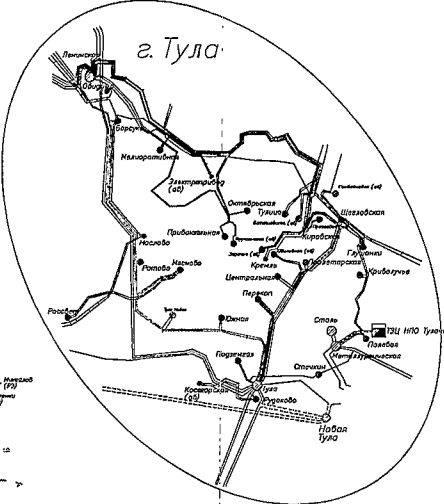
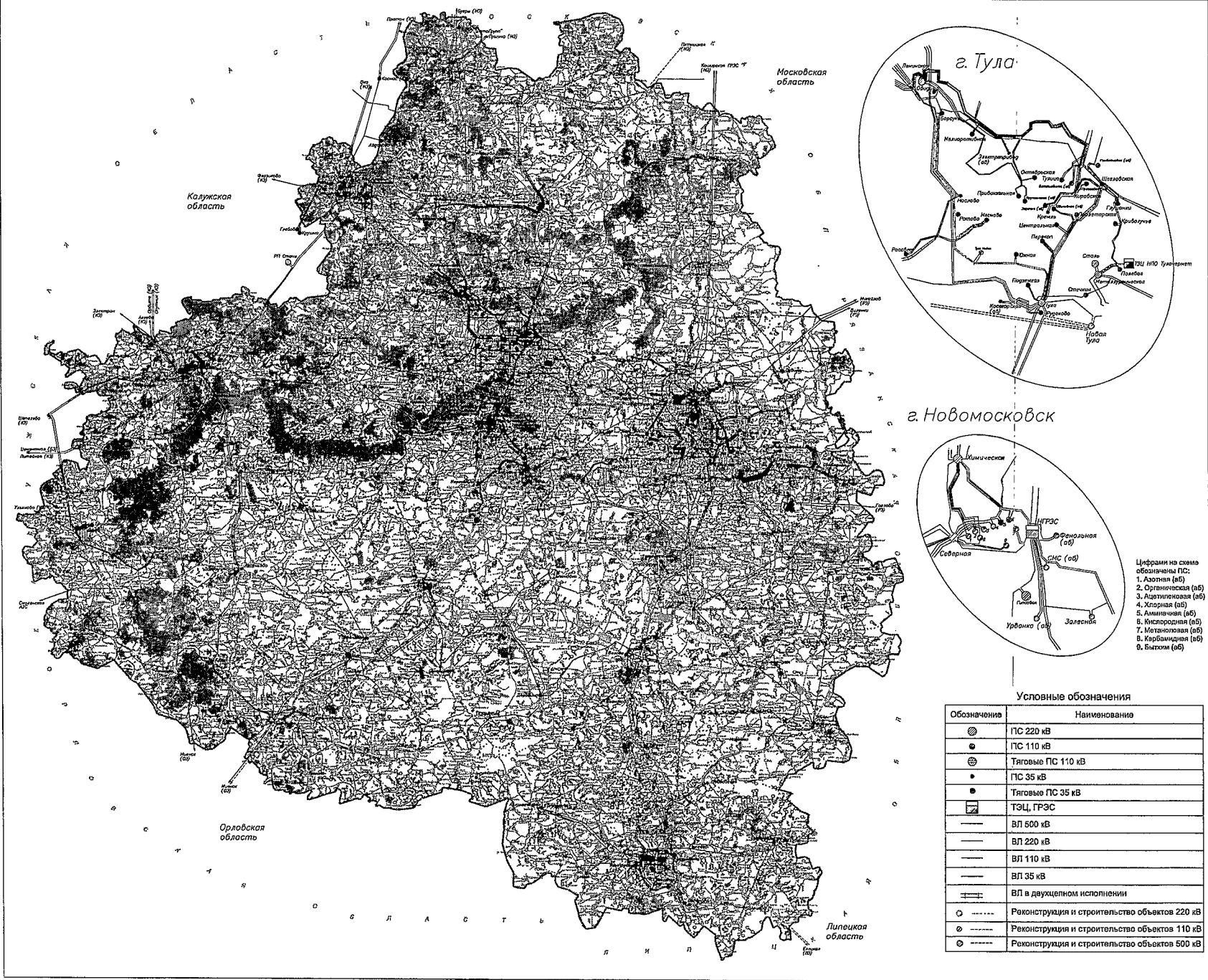
Условные обозначения

Обозначение	Наименование
⊗	ПС 220 кВ
⊙	ПС 110 кВ
⊕	Тяговые ПС 110 кВ
•	ПС 35 кВ
⊖	Тяговые ПС 35 кВ
⊠	ТЭЦ, ГРЭС
—	ВЛ 600 кВ
—	ВЛ 220 кВ
—	ВЛ 110 кВ
—	ВЛ 35 кВ
—	ВЛ в двухцепном исполнении
○	Реконструкция и строительство объектов 220 кВ
⊙	Реконструкция и строительство объектов 110 кВ

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2022-2026 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 № 8
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской
области на 2022-2026 годы



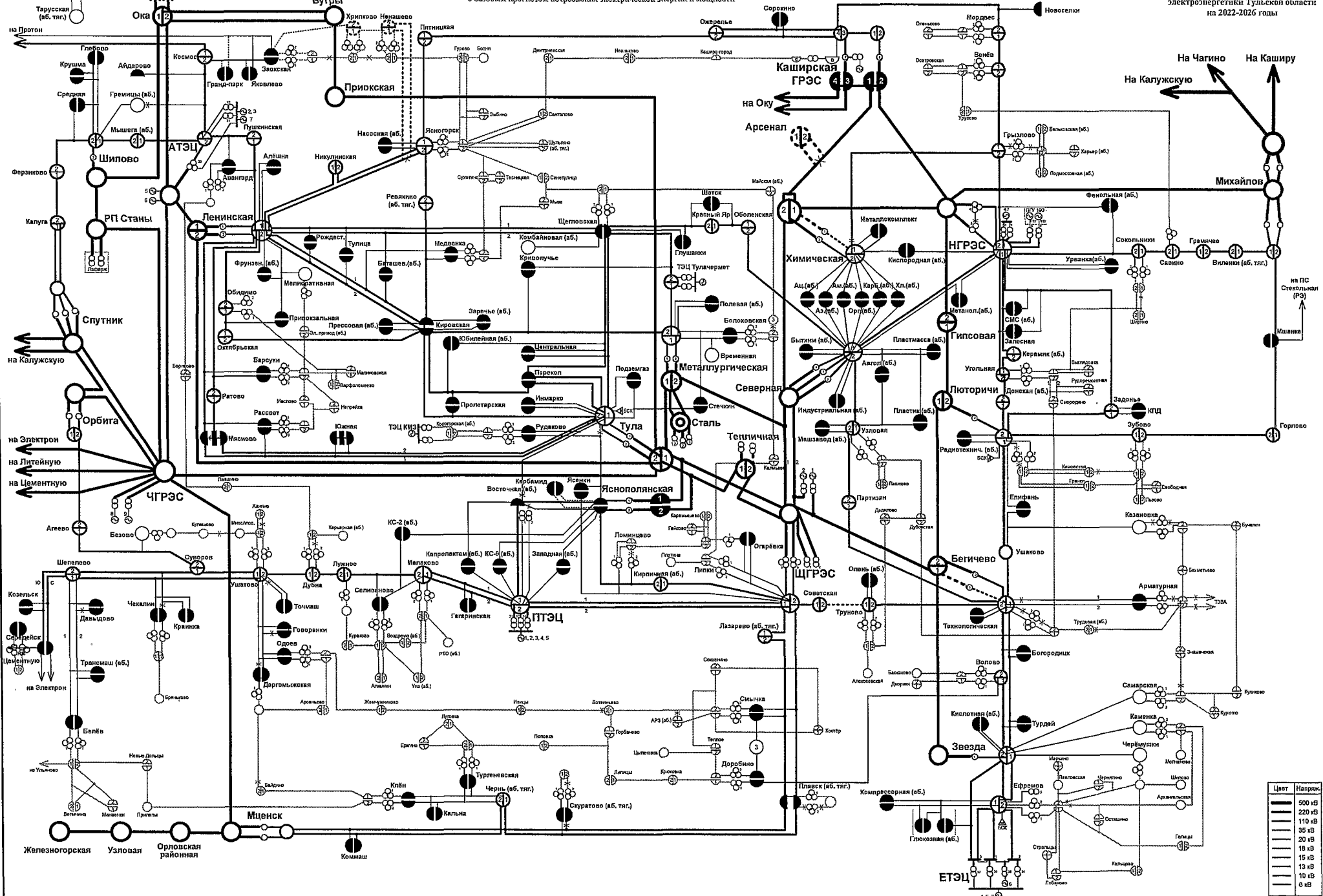
- Цифрами на схеме обозначены ПС:
1. Азотная (аб)
 2. Ортинковская (аб)
 3. Ацетиленовая (аб)
 4. Хлорная (аб)
 5. Аммиачная (аб)
 6. Кислородная (аб)
 7. Метрилозанная (аб)
 8. Карбамидная (аб)
 9. Бытким (аб)

Условные обозначения

Обозначение	Наименования
⊙	ПС 220 кВ
●	ПС 110 кВ
⊕	Тяговые ПС 110 кВ
•	ПС 35 кВ
●	Тяговые ПС 35 кВ
⊞	ТЭЦ, ГРЭС
—	ВЛ 500 кВ
—	ВЛ 220 кВ
—	ВЛ 110 кВ
—	ВЛ 35 кВ
—	ВЛ в двухцепном исполнении
⊙ - - - -	Реконструкция и строительство объектов 220 кВ
● - - - -	Реконструкция и строительство объектов 110 кВ
⊕ - - - -	Реконструкция и строительство объектов 500 кВ

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2022-2026 ГОДЫ
 Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2021 и на период до 2026 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности

Приложение №9
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2022-2026 годы

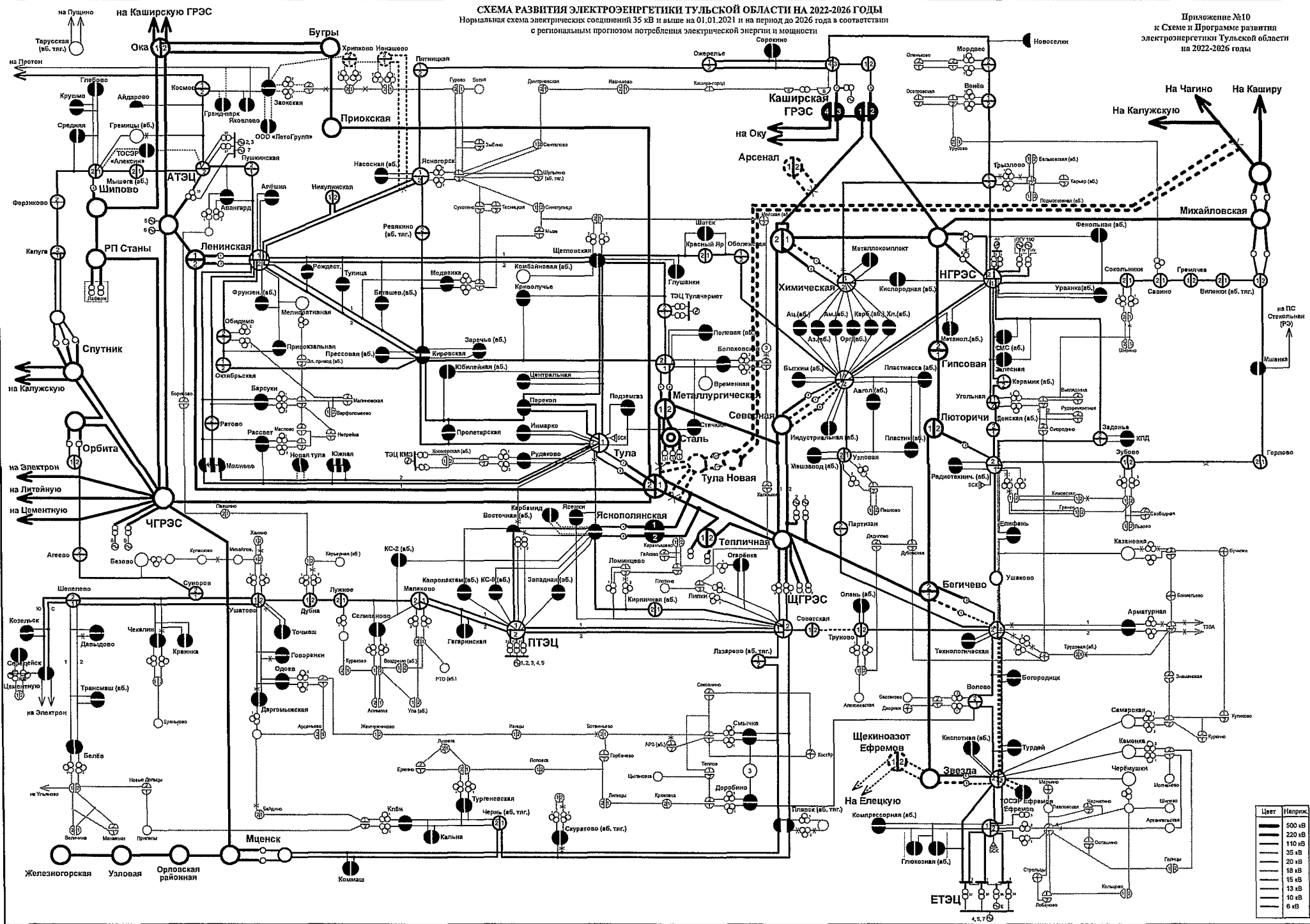


Цвет	Напряж.
(Thick black line)	500 кВ
(Medium-thick black line)	220 кВ
(Thin black line)	110 кВ
(Dashed line)	35 кВ
(Dotted line)	20 кВ
(Dotted line)	10 кВ
(Dotted line)	15 кВ
(Dotted line)	13 кВ
(Dotted line)	10 кВ
(Dotted line)	0 кВ

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2022-2026 ГОДЫ

Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2021 и на период до 2026 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности

Приложение №10
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2022-2026 годы



Цвет	Напряжение
Thick black line	500 кВ
Medium-thick black line	220 кВ
Thin black line	110 кВ
Very thin black line	35 кВ
Dotted line	20 кВ
Thin grey line	18 кВ
Thin grey line	15 кВ
Thin grey line	13 кВ
Thin grey line	10 кВ
Thin grey line	6 кВ