



ПРАВИТЕЛЬСТВО ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 27.04.2018 № 165

Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2019-2023 годы

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 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 2019-2023 годы (приложение).

2. Признать утратившим силу пункт 1 постановления правительства Тульской области от 28.04.2017 № 172 «Об утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетики Тульской области на 2018-2022 годы».

3. Постановление вступает в силу со дня официального опубликования, за исключением пункта 2 постановления, вступающего в силу с 1 января 2019 года.

Заместитель Губернатора
Тульской области



С.Н. Егоров

Приложение
к постановлению правительства
Тульской области

от 27.04.2018

№ 165

**СХЕМА И ПРОГРАММА
развития электроэнергетики
Тульской области на 2019-2023 годы**

Содержание	
Введение	6
1. Общая характеристика Тульской области	7
2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Тульской области.....	15
2.1. Характеристика энергосистемы Тульской области	15
2.1.1. Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО - Электрогенерация».....	16
2.1.2. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация».....	16
2.1.3. ООО «Щекинская ГРЭС».....	17
2.1.4. Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей	18
2.1.5. Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».....	18
2.1.6. Территориальные сетевые организации Тульской области	21
2.1.7. Энергосбытовые организации Тульской области	23
2.2. Динамика изменения уровней электропотребления и максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы.....	23
2.3. Структура электропотребления за 2013-2017 годы	24
2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности	26
2.4. Анализ балансов мощности и электроэнергии энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы	28
2.4.1. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и видам генерирующего оборудования за 2017 год.....	31
2.5. Основные характеристики электросетевого хозяйства Тульской области.....	33
2.6. Анализ произведенных в 2017 году вводов, реконструкций электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области.....	39
2.7. Основные внешние электрические связи энергосистемы Тульской области	42
2.7.1. Анализ отчетного потокораспределения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на зимний/летний максимум нагрузок за 2017 год.....	43
2.8. Анализ основных проблем функционирования энергосистемы Тульской области.....	46
2.9. Анализ загрузки питающих центров напряжением 110-220 кВ	47
2.9.1. Оценка резервов мощности центров питания 220 кВ Тульской энергосистемы.....	47
2.9.2. Оценка резервов мощности центров питания 110 кВ Тульской энергосистемы.....	53

2.10. Анализ уровней напряжения и состояние степени компенсации реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области.....	55
2.11. Оценка уровней токов короткого замыкания на шинах 110 кВ и выше объектов энергосистемы Тульской области	55
2.12. Анализ развития генерирующих мощностей и режимов работы электростанций энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы	55
2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в Тульской области за 2013-2017 годы	62
2.14. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2013-2017 годы.....	64
2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных генерирующих компаний на территории Тульской области в 2017 году.....	65
2.16. Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2012-2016 годы	67
3. Основные направления развития электроэнергетики Тульской области на 2019–2023 годы	69
3.1. Исходные данные и принятые допущения.....	69
3.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Тульской области на 2019-2023 годы	80
3.2.1. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Тульской области с выделением крупных потребителей.....	83
3.3. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области на 2019-2023 годы..	84
3.4. Расчеты электрических режимов сети напряжением 110 кВ и выше Тульской области на 2019-2023 годы.....	86
3.5. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2023 года	95
3.5.1. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2023 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности	95
3.5.2. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности	111
3.6. Анализ надежности схемы отдельных подстанций классом напряжения 110 кВ	125
3.7. Расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2023 года	126
3.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2023 года	127
3.9. Анализ надежности схемы внешнего электроснабжения крупных потребителей электрической энергии в Тульской области.....	128

3.10. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области	129
3.11. Плановые значения показателя надежности услуг по передаче электрической энергии, оказываемых территориальными сетевыми организациями, действующими на территории Тульской области.....	142
3.12. Развитие источников генерации Тульской области на 2019–2023 годы	142
3.12.1. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2023 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности.....	143
3.12.2. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности	144
3.12.3. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2023 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности	146
3.12.4. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности	147
3.12.5. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость).....	147
3.13. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования	147
3.14. Прогноз потребления тепловой энергии на 2019–2023 годы с выделением крупных потребителей	148
3.15. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2019–2023годы.....	150
3.16. Определение территорий перспективного развития когенерации на базе новых ПГУ-ТЭЦ в Тульской области	151
3.17. 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	152
4. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям	154
5. Схема развития электроэнергетики Тульской области	165
6. Список сокращений, используемых в тексте	165

Приложения к Схеме и Программе развития электроэнергетики Тульской области на 2019-2023 годы:

приложение № 1. Перечень существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2023 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Тульской области;

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

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

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

приложение № 5. Вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2019–2023 годы. Сводные данные по развитию электрических сетей;

приложение № 6. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 7. Карта-схема размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 8. Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2018 и на период до 2023 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности;

приложение № 9. Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2018 и на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности.

Введение

Схема и Программа развития электроэнергетики Тульской области на 2019–2023 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 № 0366200035617007594 от 05.02.2018 на выполнение научно-исследовательской работы по теме «Схема и программа развития электроэнергетики Тульской области на 2019–2023 годы», заключенного между министерством промышленности и топливно-энергетического комплекса 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:

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

б) 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;

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

г) 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;

д) 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:

а) экономическая эффективность решений, предлагаемых в схеме и программе, основанная на оптимизации режимов работы энергосистемы Тульской области;

б) применение новых технологических решений при формировании схемы и программы;

в) скоординированность схемы и программы и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

г) скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

д) скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

е) 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 1066,6 км. Основные железнодорожные магистрали: Москва – Тула – Орел, Рязск – Тула – Калуга, Москва – Ефремов – Донецк. На территории области расположены крупные железнодорожные узловые станции: Тула, Узловая, Плеханово, Присады, Казначеевка, Ефремов, Сбродово.

По состоянию на 01.01.2018 общая протяженность автомобильных дорог составляет 13686,6 км, в том числе регионального или межмуниципального значения – 4447,9 км, федерального значения – 731,6 км, местного значения – 8507,1 км.

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

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

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

Таблица 1.1. Основные данные по численности населения Тульской области

Численность населения по состоянию на 01.01.2018, тыс. человек		
Всего	в том числе	
	городское	сельское
1491,9	1115,7	376,2

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 2018 года.

Таблица 1.2. Наиболее крупные населенные пункты Тульской области

Наименование	Численность населения, тыс. человек	Наименование	Численность населения, тыс. человек
Городской округ город Тула	550,0	г. Кимовск	25,9
Городской округ город Новомосковск	136,6	г. Киреевск	25,7
Городской округ город Донской	63,6	г. Суворов	17,4
Городской округ город Алексин	67,4	г. Ясногорск	15,7
г. Щекино	58,0	г. Плавск	15,9
г. Узловая	51,4	г. Венев	14,2

Наименование	Численность населения, тыс. человек	Наименование	Численность населения, тыс. человек
Городской округ город Ефремов	56,2	г. Белев	13,2
г. Богородицк	31,1	-	-

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

Индекс промышленного производства по итогам 2017 года составил 105,6%. В 2017 году значение индекса колебалось от 100,3% до 112,1% и в среднем было выше показателей в Российской Федерации и Центральном федеральном округе.

По итогам 2017 года в структуре обрабатывающей промышленности лидирующее место занимает машиностроение с долей 33,6%, далее идет химическое производство – 19,3%, производство пищевых продуктов – 14,8%, металлургия – 13,5%, ТЭК – 7,6%, производство неметаллических минеральных продуктов – 4,3%, целлюлозно-бумажное производство – 2,3%, легкая промышленность – 1,3% и др.

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

Одним из базовых направлений производственной деятельности предприятий оборонно-промышленного комплекса является выпуск продукции по контрактам с государственными заказчиками в рамках государственного оборонного заказа.

Поддержка оборонно-промышленного комплекса со стороны руководства области – приоритет в развитии промышленного комплекса. В 2017 году проведен ряд мероприятий, направленных на решение проблемных вопросов предприятий оборонно-промышленного комплекса региона.

На территории промышленной площадки АО «Щегловский вал» открыт новый цех по ремонту и модернизации БМП-2 с установкой боевого отделения «Бережок». Создано 158 новых рабочих мест.

В целом стабильное развитие промышленности региона в 2017 году во многом обеспечено реализацией и запуском новых инвестиционных проектов

по выпуску высокотехнологичной, конкурентоспособной на мировом и отечественном рынках продукции.

В химической промышленности региона в 2017 году индекс производства составил 104,4% по сравнению с 2016 годом. В настоящее время продолжается реализация инвестиционных проектов крупнейших компаний мирового уровня – АО «МХК «Еврохим» и ОАО «Щекиноазот» по строительству комплекса производств метанола и аммиака и производства диметилового эфира, производств серной кислоты, производства метанола с увеличением мощности в г. Щекино и техническое перевооружение цеха «Карбамид-2», а также планируется строительство производства эпоксидных смол – толуилендиизоцианата и метилендифенилдиизоцианата в г. Новомосковске.

В металлургической промышленности индекс производства за 2017 год составил 100,4% по отношению к 2016 году.

ООО «УК «Промышленно-металлургический холдинг» (в лице ООО «Тулачермет-Сталь») развернуто крупномасштабное строительство литейно-прокатного комплекса по выпуску стальной продукции в г. Туле в объеме 1,7 млн тонн в год, что позволит предприятию стать металлургическим комбинатом полного цикла и производить продукцию с высокой добавленной стоимостью.

В последние годы в структуре регионального промышленного выпуска продолжает расти доля целлюлозно-бумажного производства, представленного такими предприятиями, как филиалы ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша» в г. Веневе и г. Советске Щекинского района, ООО «Алексинская бумажно-картонная фабрика» и другие. Индекс промышленного производства за отчетный период составил 115,5%.

Предприятия активно реализуют инвестиционные программы, модернизируют производства и создают новые рабочие места. ООО «ЭсСиЭй Хайджин Продактс Раша» запустило новую линию производства продукции женской гигиены на фабрике в г. Веневе Тульской области. Объем инвестиций составил 800 млн рублей. ООО «Алексинская бумажно-картонная фабрика» реализовало проект по модернизации и реконструкции основного производства с установкой новой картоноделательной машины. Объем инвестиций составил 2 500 млн рублей. Планируется создание 10 новых рабочих мест.

В 2017 году в легкой промышленности наблюдается подъем в большинстве подотраслей. Индексы по производству текстильных изделий (105,2%), производству одежды (95,7%), производству кожи и изделий из кожи, производству обуви (126,0%) в целом показывают положительную динамику.

При организационном содействии правительства Тульской области на федеральном уровне поддержан проект компании ООО «Адвентум Технолджис» и в 2017 году в г. Узловая было открыто новое производство уникальных тканей. На основе внедренных технологий в настоящее время изготавливаются ткани для спецодежды, защищающей от опасных воздействий.

Для налаживания взаимодействия производителей легкой промышленности с заказчиками внутри региона в 2017 году запущена Единая торговая площадка предприятий легкой промышленности Тульской области. Информационный ресурс объединяет производителей одежды и обуви Тульской области, предоставляет производителям возможность размещения товарного каталога (в структуре главного справочника площадки) и личной информационной страницы.

В полной мере заработал Фонд развития промышленности Тульской области, созданный в конце 2016 года по инициативе правительства Тульской области. Основной задачей Фонда развития промышленности Тульской области является поддержка развития субъектов деятельности в сфере промышленности путем участия в финансировании инвестиционных проектов предприятий.

Фонд развития промышленности Тульской области седьмым в стране подписал соглашение с ФГАУ «Российский фонд технологического развития» по совместному финансированию проектов в Тульской области. Это позволяет тульским предприятиям получать региональные льготные займы на 5 лет по ставке 5% годовых. С ноября 2017 года доступны займы под 1% годовых по проектам выпуска комплектующих изделий. Фонд развития промышленности Тульской области стал первым региональным фондом в России, предоставившим финансирование по указанной программе.

Реализуется механизм специальных инвестиционных контрактов в Тульской области, целью которого является стимулирование инвестиций в создание и модернизацию промышленного производства на территории Тульской области путем предоставления инвесторам отраслевых льгот и преференций и обеспечения стабильного ведения бизнеса при условии выполнения инвестором обязательств по созданию новых производств и рабочих мест, а также модернизации промышленных мощностей.

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

По данным Туластата по состоянию на 01.01.2018 в строительном комплексе Тульской области 1876 действующих строительных организаций.

Объем работ и услуг, выполненных собственными силами организаций по виду деятельности «строительство» за 2017 год на территории области составил 37 млрд 543,2 млн рублей, индекс физического объема к 2016 году – 84,5%.

За 2017 год ввод жилья на территории Тульской области составил 696,7 тыс. м² или 111,9% к 2016 году.

Прирост объема ввода жилья в 2017 году по сравнению с 2016 годом связан с завершением в 2017 году реализации региональной адресной программы переселения граждан из аварийного жилищного фонда на 2013-2017 годы с участием средств Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства и вводом жилья по трем этапам реализации указанной программы.

По состоянию на 01.01.2018 в рамках реализации региональных адресных программ по переселению граждан из аварийного жилищного фонда на 2013-2017 годы введено 169 многоквартирных домов, расселено 321,2 тыс. м² аварийного жилья, переселено 16,9 тыс. человек.

Ввод индивидуального жилищного строительства в общем объеме ввода жилья составил 302,3 тыс. м² или 110% к 2016 году, доля ввода индивидуального жилищного строительства в общем объеме жилья – 43,4%.

Одной из важнейших направлений улучшения комфортности проживания населения на территории Тульской области – газификация населенных пунктов. По областным программам газификации в 2017 году газифицировано природным газом 20 населенных пунктов, построено 101,385 км распределительных газовых сетей, газифицировано 1076 домовладений (квартир), уровень газификации на 01.01.2018 составляет 86,75%.

В рамках подпрограммы «Развитие ипотечного жилищного кредитования в Тульской области на 2014-2020 годы» государственной программы Тульской области «Обеспечение качественным жильем и услугами ЖКХ населения Тульской области», утвержденной постановлением правительства Тульской области от 19.11.2013 № 660, осуществляется поддержка платежеспособного спроса граждан на жилье.

Региональным фондом развития жилищного строительства и ипотечного кредитования за 2017 год выдано 379 ипотечных займов на сумму 428,9 млн рублей, в том числе 188 займов – на льготных условиях отдельным социальным категориям граждан.

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

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

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

комплексный подход к формированию нового сегмента строительства жилья экономического класса;

инфраструктурное обустройство территорий.

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

Предполагается также продолжить работу по снижению доли аварийного жилищного фонда, стимулированию платежеспособного спроса населения Тульской области на жилье (особое внимание будет уделено обеспечению жильем граждан отдельных социальных категорий, в том числе с помощью льготного ипотечного кредитования).

По состоянию на 1 января 2018 года в Тульской области насчитывается порядка 61,6 тысяч субъектов малого и среднего предпринимательства (на 0,6% больше к уровню 2016 года), в том числе 22076 малых (включая микро) предприятий, 173 средних предприятия, 39306 индивидуальных предпринимателей.

По итогам 2017 года численность работников списочного состава малых и средних предприятий с учетом занятых в сфере индивидуальной предпринимательской деятельности составляет свыше 187 тыс. чел. (на 3% выше уровня 2016 года).

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

Индустриальный парк «Узловая» располагается между двумя крупнейшими промышленными центрами региона – городами Тула и Новомосковск, на пересечении федеральной трассы М-4 «Дон» и автомобильной дороги Р-140 «Тула-Новомосковск». Площадь индустриального парка составляет более 2000 гектаров. 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 вдоль площадки, в 50 км располагается другая федеральная трасса М-2 «Крым», в непосредственной близости находится железнодорожная станция «Маклец»);

развитая инженерная инфраструктура (в 2016 году АО «Корпорация развития Тульской области» завершило строительство ПС 110 кВ Индустриальная (2x125 МВА) и двух КВЛ 110 кВ (2x7,6 км) по договору об осуществлении технологического присоединения к ПС 220 кВ Северная ПАО «ФСК ЕЭС»).

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 компания Great Wall Motors. Завод по производству автомобилей марки Haval разместится на площади более 200 га. Проектная мощность завода составит 150 тысяч автомобилей в год.

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

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

Проект комплексного развития территории «Новая Тула»

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

Выполнено строительство сетей газоснабжения. Введены в эксплуатацию объекты водоснабжения в объеме 1115 м³ в сутки.

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.

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 года № 269 на территории муниципального образования город Ефремов Тульской области создана территория опережающего социально-экономического развития «Ефремов». Ее функционирование будет обеспечивать достижение стабильного социально-экономического развития муниципального образования путем привлечения инвестиций и создания новых рабочих мест.

2. Анализ существующего состояния электроэнергетики Тульской области

2.1. Характеристика энергосистемы Тульской области

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

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

Основу электроэнергетики Тульской области составляют следующие энергокомпании:

- 1) филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»;
- 2) филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»;
- 3) ООО «Щекинская ГРЭС»;
- 4) филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Приокское предприятие магистральных электрических сетей (220-500 кВ);
- 5) филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (0,4-6(10) -35-110 кВ);
- 6) АО «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 ПАО «Тулачермет» (101,5 МВт);
- 2) ТЭЦ–ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» (24 МВт);
- 3) Первомайская ТЭЦ филиал ОАО «Щекиноазот» (105 МВт, 6 МВт).

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

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

Выработка электрической и тепловой энергии обеспечивается двумя энергоблоками установленной мощностью 450 МВт, суммарной тепловой мощностью 170 Гкал/ч. 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.

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

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

В состав филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» входят три тепловые электростанции: Новомосковская ГРЭС (НГРЭС), Алексинская ТЭЦ (АТЭЦ) и Ефремовская ТЭЦ (ЕТЭЦ). Станции работают по схеме с

поперечными связями (все котлы выдают пар в общий паропровод, к которому подключены турбины).

Основные характеристики генерирующего оборудования филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/ Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2016	2017		на ЭЭ г/кВт.ч	на ТЭ кг/Гкал
НГРЭС	233,65/302,4	17,4	35,9	1934	228,8	193,8
АТЭС	62/150	83,7	84,2	1941	593,6	179,0
ЕТЭС	160/520	93,3	92,3	1933	460,1	156,6

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

2.1.3. ООО «Щекинская ГРЭС»

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

Основные характеристики генерирующего оборудования Щекинской ГРЭС представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2. Основные характеристики генерирующего оборудования

Наименование ТЭС	Установленная мощность, МВт/ Гкал/ч	Доля теплофикационной выработки, %		Год пуска ТЭС	Удельный расход топлива	
		2016	2017		на ЭЭ г/кВт.ч	на ТЭ кг/Гкал
Щекинская ГРЭС	400/не нормируется	2,6	2,1	1950	445,4	244,2

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

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

Непосредственно на территории Тульской области в обслуживании Приокского ПМЭС находятся:

10 подстанций классом напряжения 220 кВ с суммарной установленной мощностью автотрансформаторов и трансформаторов 2896,5 МВА;

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

30 воздушных линий электропередачи классом напряжения 220 кВ общей протяженностью 1006,09 км.

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

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

2.1.5. Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Филиал «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» является основным поставщиком услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению к электросетям ПАО «МРСК Центра и Приволжья» в Тульской области, обеспечивает энергоснабжение 23 районов

Тульской области и отвечает за перераспределение и транспорт электрической энергии, надежное функционирование и развитие электросетевого хозяйства Тульского региона.

В состав филиала «Тулэнерго» входят четыре производственных отделения:

- Тульские электрические сети;
- Новомосковские электрические сети;
- Суворовские электрические сети;
- Ефремовские электрические сети.

В составе производственных отделений 27 районов электрических сетей (РЭС), все из которых эксплуатируют распределительные сети 0,4-6(10) кВ.

Общая протяженность ЛЭП 0,4-110 кВ в одноцепном исполнении составляет 33025,39 км (на 01.01.2017–32 910,99 км).

Источниками электроснабжения сетей филиала «Тулэнерго» служат электростанции: Щекинская ГРЭС, Новомосковская ГРЭС, Ефремовская ТЭЦ, Алексинская ТЭЦ, Черепетская ГРЭС, ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет», а также подстанции 220 кВ Приокского ПМЭС (ПС 220 кВ Тула, ПС 220 кВ Ленинская, ПС 220 кВ 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 2016–2017 годах представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Информация о составе основных средств филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Классификация основных средств	2016			2017		
	МВА	км	шт.	МВА	км	шт.
Электрические подстанции, всего:	5678,7		8389	5697,76		8421
ПС 110 кВ	3494,1		90	3499,1		90
ПС 35 кВ	714,8		81	709,2		81
КТП	1469,8		8218	1489,46		8250
Линии электропередачи, всего:		32910,99	20411		33025,39	21286
Воздушные линии – всего:		31699,83	18020		31835,65	18891
ВЛ 110 кВ		2826,17	162		2823,91	159

Классификация основных средств	2016			2017		
	МВА	км	шт.	МВА	км	шт.
ВЛ 35 кВ		2150,38	134		2150,38	132
ВЛ 6(10) кВ		13639,95	1116		13564,31	1133
ВЛ 0,4 кВ		13083,33	16608		13297,05	17467
Кабельные линии, всего:		1211,16	2391		1189,84	2395
КВЛ 110 кВ		18,1			18,1	
КЛ 35 кВ						
КЛ 6(10) кВ		707,79	595		693,45	589
КЛ 0,4 кВ		485,27	1796		478,19	1806

Оценка технического уровня электросетевых объектов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4. Технический уровень электросетевых объектов филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»

Показатель	Количество подстанций			
	ПС 110 кВ Всего 90 ед.		ПС 35 кВ Всего 81 ед.	
	Единица измерения			
	штук	%	штук	%
Отсутствие РПН полностью на всех трансформаторах или на нескольких	6	7	46	57
Отсутствие резервного питания ПС по высокой стороне	8	9	10	12
Однотрансформаторные подстанции	11	12	17	21
Подстанции на ОД и КЗ (отделителях, короткозамыкателях)	25	28	10	12

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

Технический уровень сети 35 кВ является средним: 12% ПС 35 кВ не имеют резервного питания по высокой стороне, 21% ПС 35 кВ являются однотрансформаторными, у 12% ПС 35 кВ первичная схема РУ выполнена на отделителях и короткозамыкателях, 57% подстанций характеризуются отсутствием РПН полностью на всех трансформаторах или на нескольких.

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

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

Однотрансформаторные (11 ПС 10 кВ): ПС 110 кВ Временная, ПС 110 кВ Крушма, ПС 110 кВ Глебово, ПС 110 кВ Айдарово, ПС 110 кВ Мелиоративная, ПС 110 кВ Безово, ПС 110 кВ Говоренки, ПС 110 кВ Лужное, ПС 110 кВ Давыдово, ПС 110 кВ Даргомыжская, ПС 110 кВ Черёмушки.

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

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

2.1.6. Территориальные сетевые организации Тульской области

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

- 1) АО «Тульские городские электрические сети» (АО «ТГЭС») – в границах города Тулы;
- 2) ООО «ПромЭнергоСбыт» – на территории города Новомосковск Тульской области, а также поселков Малиновский, Ширинский, Клин, Гипсовый, Шамотный, Заречье, Энергетиков, Депо, МОГЭС, Западный,

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

3) ОАО «Щекинская городская электросеть» (ОАО «ЩГЭС») – на территории: г. Щекино, р.п. Первомайский, р.п. Огаревка, пос. Лазарево, с. Крапивна, пос. Ломинцевский, д. Ясная Поляна, пос. Социалистический, пос. Головеньковский, с. Селиваново, с. Старая Колпна, пос. Раздолье, пос. Красный, 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. Казначеевский, пос. Нагорный, д., Горячкино, пос. Мостовской, д. Малые Озерки, д. Ягодное, д. Смирное, д. Телятинки, д. Гниловка, д. Ясенки, д. Шевелевка, ст. Шевелевка, д.44 д. Коровики, пос. 10-й Октябрь;

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 г. Алексина, пос. Колосово Алексинского района.

Основные характеристики объектов электросетевого хозяйства территориальных сетевых организаций Тульской области приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5. Основные характеристики объектов электросетевого хозяйства ТСО Тульской области

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»	1036/658,9	-	75,6	732,2	1173,2	833,5
ООО «ПромЭнергоСбыт»	371/214	-	159,7	435,9	352,5	410,5
ОАО «ЩГЭС»	197/105,3	-	124	404	136	112
ООО «Энергосеть»	180/93,3	41,8	109,5	341,7	176,8	166,9
АО «АЭСК»	186/105,9	-	30,5	227,1	199,1	130,3

2.1.7. Энергосбытовые организации Тульской области

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

АО «ТНС энерго Тула»;

ООО «Новомосковская энергосбытовая компания»;

ООО «Алексинэнергосбыт».

Кроме этого, в Тульской области действуют 13 энергосбытовых организаций, являющихся субъектами ОРЭМ.

2.2. Динамика изменения уровней электропотребления и максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы

В 2013 году имело место снижение электропотребления на 0,56% по отношению к 2012 году. В 2014 году снижение составило 0,14% по отношению к 2013 году. В 2015 году снижение составило 0,31% по отношению к 2014 году. В 2016 году наметился прирост электропотребления на 1,29% по отношению к 2015 году. В 2017 году опять наблюдается тенденция снижения электропотребления на 1,14% по отношению к 2016 году.

Удельный вес энергосистемы Тульской области в потреблении электроэнергии по ОЭС Центра за рассматриваемый период незначительно снизился (до 4,13% в 2017 году при 4,29% в 2013 году).

Динамика потребления электроэнергии по Тульской энергосистеме с 2013 года представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6. Динамика потребления электроэнергии по Тульской энергосистеме за 2013-2017 годы

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	Средне-годовые темпы прироста, %
ОЭС Центра	230,433	232,930	231,771	237,276	238,558	0,78
Годовой темп прироста, %	0,44	1,08	-0,50	2,38	0,54	
Энергосистема Тульской области, млрд кВт ч	9,883	9,869	9,838	9,965	9,851	-0,18
Годовой темп прироста, %	-0,56	-0,14	-0,31	1,29	-1,14	
Удельный вес в ОЭС Центра, %	4,29	4,24	4,24	4,20	4,13	

За период 2013-2017 годов собственный максимум нагрузки составил 1660 МВт в 2014 году.

Динамика изменения максимума/минимума зимних и летних нагрузок энергосистемы Тульской области представлена в таблицах 2.7 и 2.8.

Таблица 2.7. Динамика изменения максимума/минимума зимних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы

Год	Максимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°C в день максимума нагрузки	Минимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°C в день минимума нагрузки
2013	1556	24.01.2013 09-00	-12,6	1040	02.01.2013 04-00	-2,6
2014	1660	31.01.2014 10-00	-23,3	976	02.01.2014 05-00	-4,1
2015	1480	26.01.2015 11-00	-10,3	1053	24.12.2015 04-00	6,0
2016	1537	25.01.2016 11-00	-17,1	1048	31.12.2016 04-00	-2,3
2017	1549	08.02.2017 10-00	-19,3	974	02.01.2017 05-00	0,4

Таблица 2.8. Динамика изменения максимума/минимума летних нагрузок энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы

Год	Максимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°C в день максимума нагрузки	Минимум потребления, МВт	Дата, час	Среднесуточная t°C в день минимума нагрузки
2013	1144	12.08.2013 14-00	21,9	789	14.07.2013 05-00	19,8
2014	1174	13.08.2014 14-00	22,8	785	01.06.2014 05-00	20,0
2015	1144	28.07.2015 14-00	21,4	771	05.07.2015 05-00	23,5
2016	1172	15.07.2016 11-00	25,0	777	01.06.2016 05-00	13,1
2017	1170	15.06.2017 11-00	10,0	796	06.08.2017 05-00	20,0

2.3. Структура электропотребления за 2013-2017 годы

Данные по электропотреблению Тульской области с разделением по группам потребителей в 2013-2017 годах представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9. Структура электропотребления Тульской области в 2013-2017 годах

Группа потребителей	Потребление, млн кВт·ч				
	2013	2014	2015	2016	2017
Промышленное производство	5189,7	5141,7	5269,2	5220,9	5206,9
Производственные сельскохозяйственные потребители и лесное хозяйство	187,6	128,5	109,1	117,1	115,5
Транспорт и связь	323,8	117,2	106,4	94,3	87,5
Строительство	57,0	60,1	58,8	58,1	60,7
Жилищно-коммунальное хозяйство	437,8	403,6	334,7	386,6	385,6
Население	1377,8	1372,7	1344,5	1432,2	1427,7
Бюджетные потребители	312,7	309,3	308,5	317,0	357,6
Прочие виды экономической деятельности	987,8	1264,6	1288,5	1279,4	1257,6
Потери электрической энергии в распределительных сетях	893,2	938,4	894,0	926,1	821,3
Потери в сетях ЕНЭС	115,1	132,7	124,2	133,5	131,0
ИТОГО электропотребление	9882,6	9868,6	9837,9	9965,2	9851,4

Основную долю в структуре электропотребления в 2017 году занимает промышленное производство – 5206,9 млн кВт·ч или 52,9% от общей величины электропотребления, потребители группы «Население» – 1427,7 млн кВт·ч или 14,5%, потребители сферы «Жилищно-коммунальное хозяйство» – 3,9%.

Кроме этого, в структуре электропотребления 952,3 млн кВт·ч или 9,7% в совокупности составляют потери электрической энергии в распределительных сетях и в сетях ЕНЭС.

Структура электропотребления Тульской области за 2017 год представлена на рисунке 2.1.

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

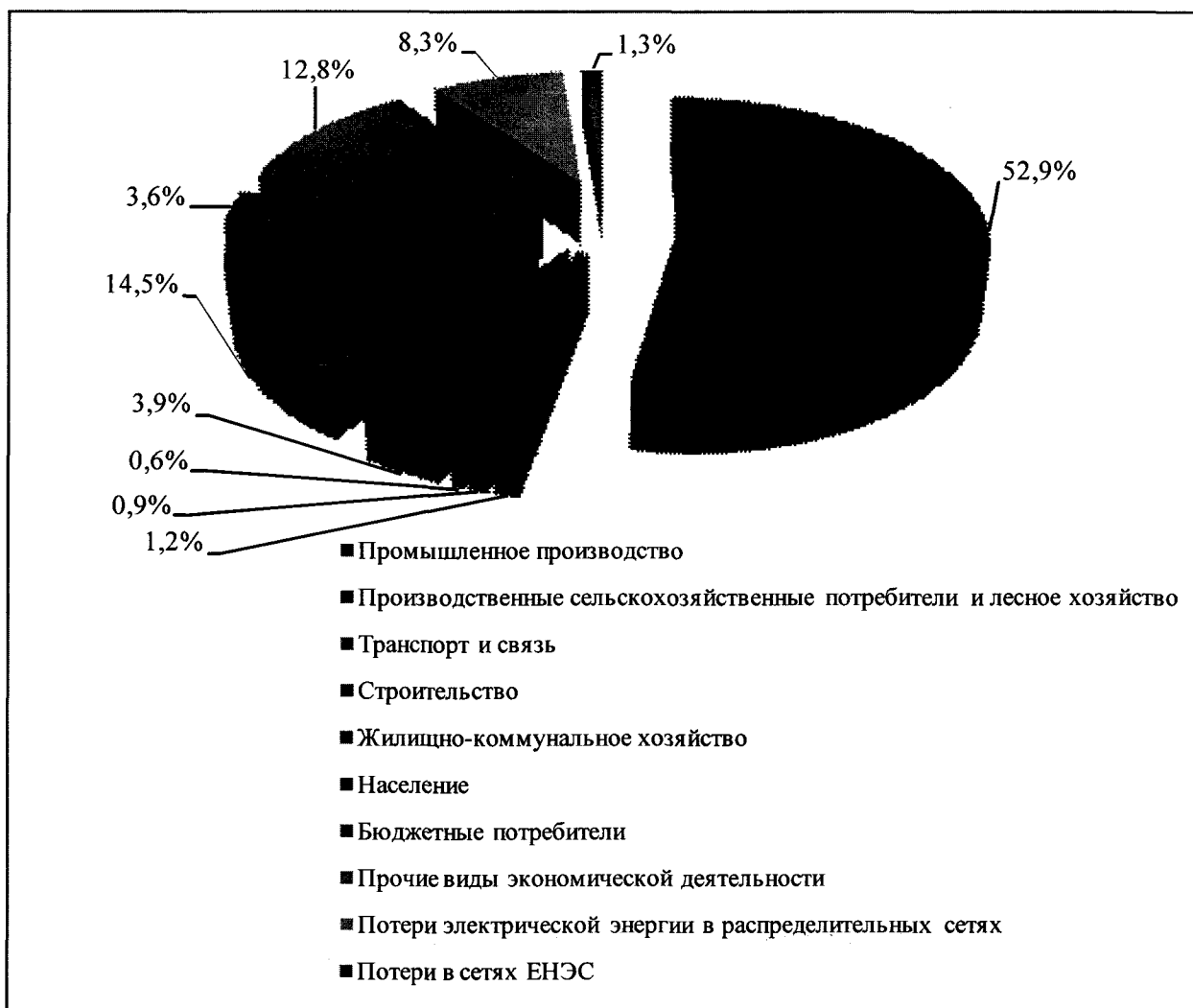


Рисунок 2.1. Структура электропотребления Тульской области за 2017 г., %

2.3.1. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии и мощности

В Тульской области наиболее крупными потребителями электрической энергии являются АО «Новомосковская акционерная компания «Азот» и ОАО «Щекиноазот», являющиеся одними из значимых химических предприятий России. Объемы их электропотребления в совокупном объеме электропотребления Тульской области составляют 11,9% и 6,4% соответственно.

Данные по потреблению электроэнергии и мощности крупными потребителями электрической энергии и мощности в Тульской области представлены в таблицах 2.10 и 2.11.

Таблица 2.10. Объемы потребления электроэнергии крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя электроэнергии	Объем годового потребления электроэнергии, млн кВт·ч				
	2013	2014	2015	2016	2017
Потребление электроэнергии всего, в том числе по наиболее крупным потребителям:	9882,62	9868,57	9837,94	9965,2	9851,4
АО «НАК «Азот»	1197,8	1156,8	1178,15	1173,49	1176,6
ОАО «Щекиноазот»	612,60	551,89	620,93	632,2	630,8
ПАО «Тулачермет»	445,00	471,00	431,70	394,4	386,4
ООО «Каргилл»	181,30	213,75	228,35	218,34	207,3
ОАО «РЖД» (по Тульскому региону)	183,10	162,69	160,28	153,55	153,3
ПАО «Косогорский металлургический завод»	163,84	156,97	165,92	119,70	124,5
АО «Тулагорводоканал»	107,90	103,48	103,41	107,70	108,1
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	108,10	108,71	102,83	107,79	98,8
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	88,03	87,54	68,56	38,07	16,6
АО «Тулатеплосеть»	76,80	81,25	81,23	87,02	86,2
АО «Тяжпромарматура»	67,10	66,90	70,31	69,19	60,5
ОАО «Пластик»	61,70	60,35	52,83	53,46	54,0
АО «Полема»	42,40	50,58	59,34	56,60	58,3
АО АК «Туламашзавод»	46,80	49,59	52,08	54,44	52,6
АО «Тульский патронный завод»	40,10	38,63	37,87	40,20	32,12
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	43,70	47,79	42,47	40,26	39,3
ООО «Новомосковский городской водоканал»	34,37	30,77	28,89	29,96	28,9
АО «Алексинская бумажно-картонная фабрика»	31,93	35,67	26,24	31,24	21,52
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	20,30	21,13	23,24	24,57	25,5

Таблица 2.11. Объем потребления мощности крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя электрической мощности	Потребление мощности (зимний максимум), МВт				
	2013	2014	2015	2016	2017
Максимум (зимний) потребления энергосистемы:	1556	1660	1480	1537	1549
АО «НАК «Азот»	137,0	170,0	134,5	134,0	134,0
ОАО «Щекиноазот»	69,9	80,0	70,9	72,2	72,0
ПАО «Тулачермет»	51,0	70,0	49,3	45,0	45,0
ООО «Каргилл»	25,0	30,0	31,4	30,0	31,0

Наименование потребителя электрической мощности	Потребление мощности (зимний максимум), МВт				
	2013	2014	2015	2016	2017
ПАО «Косогорский металлургический завод»	18,7	21,0	18,9	13,6	14,2
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	16,5	18,0	16,0	17,0	17,5
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	18,0	13,0	11,2	10,5	10,5
АО «Тулатепплосеть»	30,0	30,0	30,0	30,4	30,7
АО «Тяжпромарматура»	14,2	12,5	9,2	10,5	10,5
ОАО «Пластик»	9,7	12,0	7,0	8,4	6,5
АО «Полема»	8,0	8,3	8,0	9,0	9,0
АО АК «Туламашзавод»	14,5	14,5	14,5	16,0	16,0
АО «Тулский патронный завод»	7,8	12,0	7,5	8,2	8,2
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	9,0	9,5	8,0	9,5	9,5
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	5,2	4,4	6,0	4,6	5,6

2.4. Анализ балансов мощности и электроэнергии энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы

Согласно фактическим замерам максимум потребления мощности энергосистемы Тульской области зафиксирован 31.01.2014 и составил 1660 МВт при частоте электрического тока 50,00 Гц и среднесуточной температуре наружного воздуха минус 23,3°С. Максимальная нагрузка электростанций на час прохождения максимума составила 1703 МВт. В 2017 году максимум потребления мощности зафиксирован 08.02.2017 в 10:00 и составил 1549 МВт при среднесуточной температуре наружного воздуха минус 19,3°С. Нагрузка станций на час прохождения максимума составила 1027,3 МВт.

Фактический баланс мощности энергосистемы Тульской области на час максимума прохождения ЕЭС России в декабре 2013-2017 годов представлен в таблице 2.12.

Таблица 2.12. Фактический баланс мощности энергосистемы Тульской области на час максимума прохождения ЕЭС России в декабре 2013-2017 годов (МВт)

Показатели	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
	12 декабря 10-00	3 декабря 17-00	17 декабря 17-00	20 декабря 17-00	25 декабря 17-00
1. Установленная мощность, всего, в том числе:	2597,15	2597,15	2917,15	2497,15	1 542,15
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	1075,65	675,65	545,65	545,65	455,65

Показатели	2013 г. 12 декабря 10-00	2014 г. 3 декабря 17-00	2015 г. 17 декабря 17-00	2016 г. 20 декабря 17-00	2017 г. 25 декабря 17-00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	1285,00	1285,00	1735,00	1315,00	450,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	-	400,00	400,00	400,00	400,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00
Электростанции промышленных предприятий	131,50	131,50	131,50	131,50	131,50
2. Ограничения, всего, в том числе:	171,94	159,99	194,80	195,43	199,12
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	66,60	72,76	99,69	107,97	107,25
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	42,00	40,00	40,00	38,33	43,05
Электростанции промышленных предприятий	63,34	47,23	55,11	49,13	48,82
3. Располагаемая мощность, всего, в том числе:	2425,21	2437,16	2722,35	2301,72	1343,03
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	1009,05	602,89	445,96	437,68	348,40
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	1285,00	1285,00	1735,00	1315,00	450,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	-	400,00	400,00	400,00	400,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	63,00	65,00	65,00	66,67	61,95
Электростанции промышленных предприятий	68,16	84,27	76,39	82,37	82,68
4. Ремонты, всего, в том числе:	300,00	0,00	0,00	200,00	0,00
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	300,0	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	-	0,00	0,00	200,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
из них капитальный ремонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
средний ремонт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
текущий ремонт	0,00	0,00	0,00	200,00	0,00
аварийный ремонт	300,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Снижение мощности в связи с ЗРР, всего, в том числе:	0,00	20,87	0,00	17,45	0,00
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0,00	0,00	0,00	17,45	0,00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	0,00	20,87	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	-	0,00	0,00	0,00	0,00

Показатели	2013 г. 12 декабря 10-00	2014 г. 3 декабря 17-00	2015 г. 17 декабря 17-00	2016 г. 20 декабря 17-00	2017 г. 25 декабря 17-00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
6. Консервация, всего, в том числе:	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
7. Резерв, всего, в том числе:	1026,13	1032,10	1885,86	1435,30	722,00
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	431,83	307,25	199,23	145,30	97,00
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	588,39	519,27	1286,63	1090,00	225,00
ООО «Щекинская ГРЭС»	-	203,69	400,00	200,00	400,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	5,91	1,89	0,00	0,00	0,00
Электростанции промышленных предприятий	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8. Нагрузки, всего, в том числе:	1104,48	1547,99	842,01	660,08	633,51
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	577,74	295,64	246,74	274,93	251,40
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО-Электрогенерация»	396,61	897,64	448,37	228,93	226,16
ООО «Щекинская ГРЭС»	-	196,31	0,00	0,00	0,00
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	61,97	74,13	70,51	73,85	73,27
Электростанции промышленных предприятий	68,16	84,27	76,39	82,37	82,68
9. Собственное потребление	1486,0	1515,64	1374,98	1522,75	1 369,35
10. Сальдо перетоков мощности («+» - прием; «-» - отдача) (п. 9-п. 8)	381,55	-32,35	532,97	862,67	735,84

Согласно фактическим замерам максимум потребления мощности за указанный 5-летний период зафиксирован в 17-00 20.12.2016 и составил 1522,75 МВт, величина генерации составила 660,08 МВт. В момент зафиксированного максимума потребления мощности в 2016 году собственная генерация покрывала 43% потребления, сальдо перетоков мощности от соседних энергосистем составлял +862,67 МВт.

Согласно фактическим замерам режимного дня в 2017 году (в 17-00 25.12.2017) максимум потребления энергосистемы составил 1369,35 МВт при нагрузке электростанций 633,51 МВт.

Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы приведен в таблице 2.13.

Таблица 2.13. Баланс электрической энергии по территории энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы, млн кВт·ч

Показатели	2013	2014	2015	2016	2017
1. Выработка электроэнергии, всего, в том числе:	6143,7	6174,2	5683,1	6008,4	5079,7
ТЭС филиала ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего	1964,8	1725,2	1727,7	1623,0	1618,6
Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»	3145,9	3238,2	2699,1	2964,9	2097,1
ООО «Щекинская ГРЭС»		126,2	45,7	259,2	189,7
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	460,6	497,6	539,5	528,3	539,1
Электростанции промышленных предприятий	572,4	586,9	671,1	633,0	635,2
2. Электропотребление	9882,6	9868,6	9837,9	9965,2	9851,4
3. Сальдо перетоков электроэнергии «+» - прием, «-» - отдача	3738,9	3694,4	4154,8	3956,8	4771,7

Максимум электропотребления энергосистемы Тульской области за период 2013-2017 годов отмечен в 2016 году и составил 9965,2 млн кВт·ч при выработке электроэнергии в объеме 6008,4 млн кВт·ч. За период 2014-2015 годы наблюдается снижение потребления электроэнергии в Тульской энергосистеме. В 2016 году имел место рост электропотребления, в 2017 году электропотребление составило 9851,4 млн кВт·ч, что на 1,15 % ниже уровня 2016 года. В 2017 году электропотребления Тульской области уменьшилось по сравнению с 2013 годом на 0,31%.

2.4.1. Структура выработки электроэнергии по видам собственности и видам генерирующего оборудования за 2017 год

Выработка электроэнергии электростанциями энергосистемы Тульской области, включая производство электроэнергии электростанциями промышленных предприятий, в 2017 году составила 5079,7 млн кВт·ч (84,5% от факта 2016 года), в том числе:

- электростанция АО «Интер РАО – Электрогенерация» – 2097,1 млн кВт·ч (70,7% от факта 2016 года);
- электростанция ООО «Щекинская ГРЭС» – 189,7 млн кВт·ч;
- электростанции ПАО «Квадра» – 1618,6 млн кВт·ч;
- электростанции промышленных предприятий – 1174,3 млн кВт·ч.

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности за 2017 год приведена в таблице 2.14.

Таблица 2.14. Структура выработки электроэнергии в Тульской энергосистеме по типам электростанций и видам собственности за 2017 год

Электростанция	Собственник	Выработка за 2017 год, млн кВт·ч	% от общей выработки
Черепетская ГРЭС	АО «Интер РАО - Электрогенерация»	2 097,1	41,3
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»	189,7	3,7
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	103,3	2,0
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»	221,6	4,4
Новомосковская ГРЭС	ПАО «Квадра»	1 293,7	25,5
Первомайская ТЭЦ	ОАО «Щекиноазот»	539,1	10,6
ТЭЦ	Ефремовский филиал ОАО «Щекиноазот»	50,6	1,0
ТЭЦ-ПВС	ПАО «Тулачермет»	460,2	9,1
ТЭЦ-ПВС	ПАО «Косогорский металлургический завод»	124,4	2,4

Доля выработки электроэнергии электростанций по видам собственности от общей выработки энергосистемы Тульской области за 2017 год приведена на рисунке 2.2.

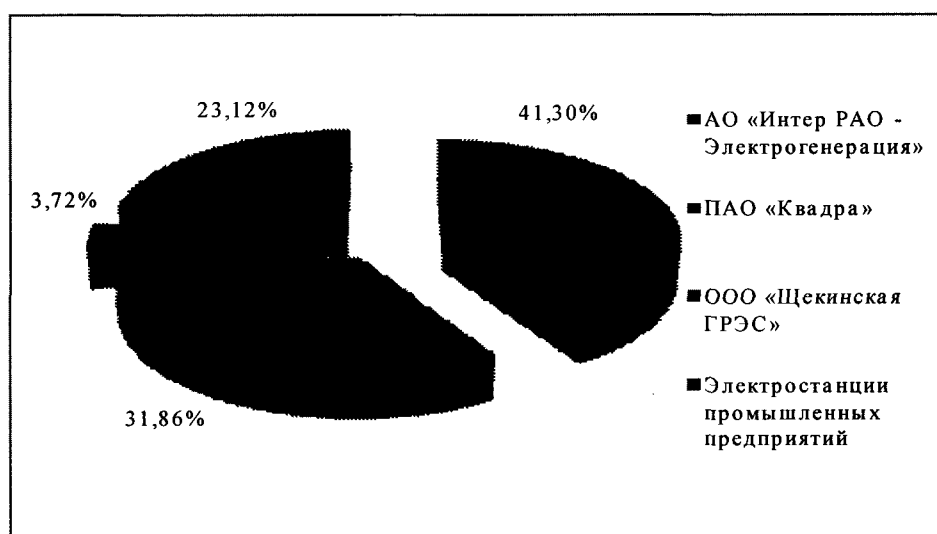


Рисунок 2.2. Доля выработки электроэнергии за 2017 год, %

Структура выработки электроэнергии электростанций энергосистемы Тульской области за 2017 год по видам генерирующего оборудования (млн. кВт·ч) приведена на рисунке 2.3.

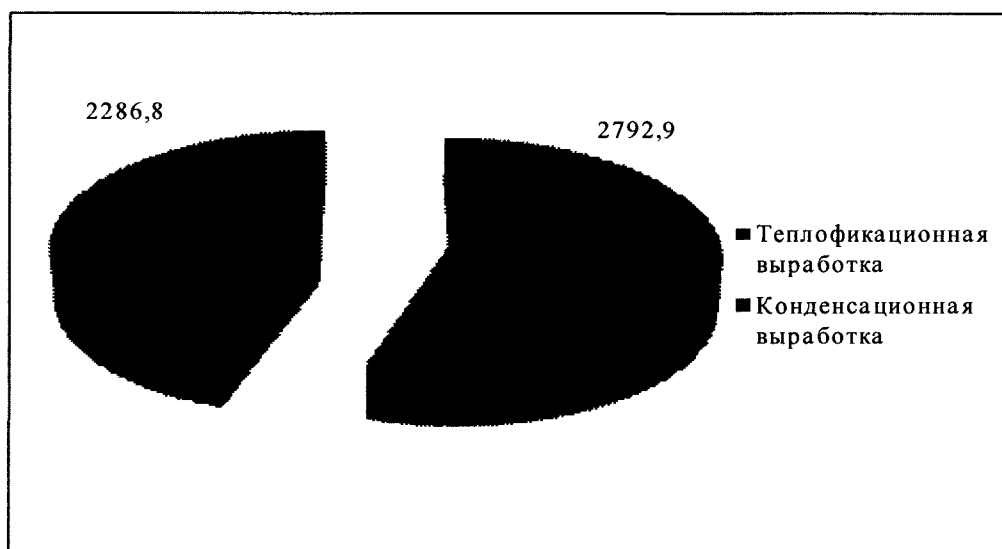


Рисунок 2.3. Структура выработки электроэнергии за 2017 год, млн кВт.ч

Сведения об использовании установленной мощности электростанций энергосистемы Тульской области за 2017 год приведены в таблице 2.15.

Таблица 2.15. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) электростанций энергосистемы Тульской области за 2017 год

Наименование	Установленная мощность электростанции на 31.12.2017, МВт	КИУМ, %	Установленная мощность электростанции на 01.01.2018, МВт
Черепетская ГРЭС	450	53,20	450
Щекинская ГРЭС	400	5,41	400
Новомосковская ГРЭС	233,65	54,47	233,65
Алексинская ТЭЦ	62	19,02	62
Ефремовская ТЭЦ	160	15,81	160
Первомайская ТЭЦ	105	58,61	105
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	51,75	101,5
ТЭЦ ПАО «КМЗ»	24	59,18	24
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	96,29	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 рисунке 2.4 представлена возрастная структура линий электропередачи 110 и 220 кВ энергосистемы Тульской области. В таблице 2.16 приведены данные о количестве линий электропередачи 110 и 220 кВ, срок эксплуатации которых превышает нормативный срок в 25 лет.

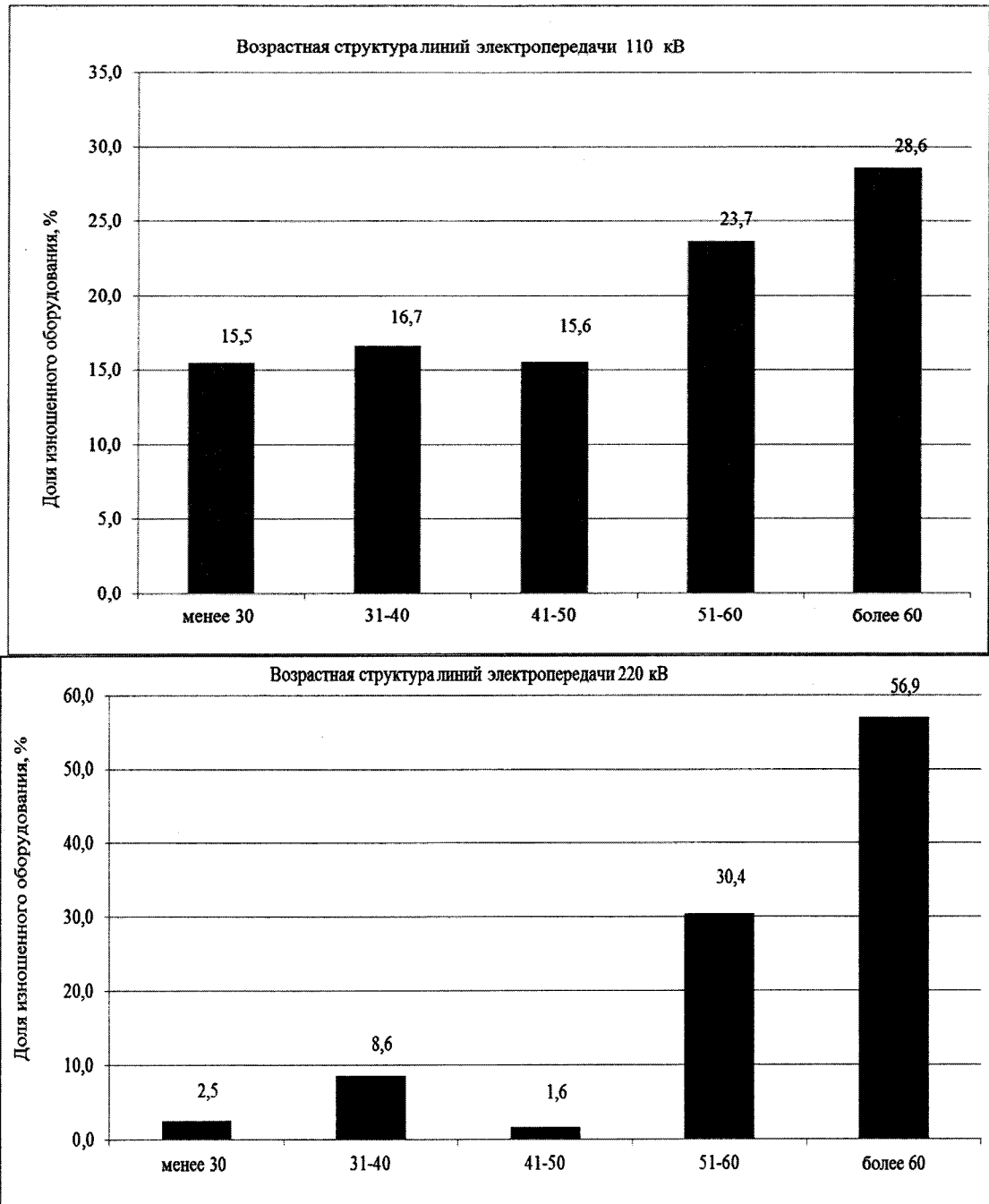


Рисунок 2.4. Возрастная структура линий электропередачи Тульской энергосистемы

Таблица 2.16 Возрастная структура линий электропередачи 110 и 220 кВ

Срок эксплуатации	30–40 лет, %	40–60 лет, %	Более 60 лет, %
Линии электропередачи 110 кВ	16,7	39,3	28,6
Линии электропередачи 220 кВ	8,6	32	56,9

На основе анализа данных по состоянию электросетевого хозяйства энергосистемы Тульской области составлен перечень электросетевых объектов, по которым рекомендуется реконструкция в связи со значительным физическим износом (таблица 2.17).

Таблица 2.17. Перечень электросетевых объектов, по которым рекомендуется реконструкция в связи со значительным физическим износом

Наименование энергообъекта	Характеристика объекта	Год реконструкции
1. ВЛ 110 кВ Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	3 км	2019
2. ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	0,8 км	2020
3. 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 Ратово - Ленинская	18,8 км	2023
4. 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 Мясново – Ратово	8,05 км	2023
5. ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево (2-я очередь)	12 км	2023
6. ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками	20 км	2023
7. ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками Пролёты опор № 105-163А	8,7 км	2023
8. ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отпайками	29,44 км	2023
9. ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30 км	2023
10. ВЛ 110 кВ Труново – Советская	21 км	2023
11. Реконструкция ПС 110 кВ Рудаково с установкой силового трансформатора Т-3, монтажом КРУН 10 кВ и реконструкцией РУ 110 кВ	25 МВА	2021
12. Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2	16 МВА	2022
13. Реконструкция ПС 110 кВ Обидимо с заменой Т-2	16 МВА	2022

Наименование энергообъекта	Характеристика объекта	Год реконструкции
14. Реконструкция ВЛ 35 кВ Казановка-Бучалки	12,7	2023
15. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ефремов – Черемушки с отпайками	6	2022
16. Реконструкция ВЛ 35 кВ Ивановково – Кашира (с 1-по 79 опоры)	7,7	2023
17. Реконструкция двухцепной ВЛ 35 кВ Ясногорск – Шульгино 1 и 2 (с 1 – по 83 опоры)	15,7	2023
18 Реконструкция ПС 110 кВ Лужное, замена ТН-110 кВ (НКФ-110) 6 шт. на НАМИ-110 кВ – 6 шт., замена ТТ-110 кВ (ТФНД-110) – 6 шт. на элегазовые ТРГ-110 – 6 шт., монтаж модульного здания, замена комплектов электромеханических реле на микропроцессорные, монтаж микропроцессорной дуговой защиты		2022
19 Реконструкция ПС 110 кВ Даргомьжская, замена ОД, КЗ на ЭВ 110 кВ – 1 шт., замена МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ - 3шт.		2020
20 Реконструкция ПС 110 кВ Тургеневская, замена ОД, КЗ на ЭВ 110 кВ – 2 шт., замена МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ – 3шт.		2020
21 Реконструкция ПС 110 кВ Щегловская с заменой металлоконструкций ОРУ 110 кВ и монтажом жесткой ошиновки, заменой МВ-110 кВ на ЭВ-110 кВ и установкой разъединителей 110 кВ с моторным приводом рабочих ножей		2019
22 Реконструкция ПС 110 кВ Волово с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт.)		2022
23 Реконструкция ПС 110 кВ Щегловская с заменой металлоконструкций ОРУ 35 кВ и монтажом жесткой ошиновки, установкой разъединителей 35 кВ с моторным приводом рабочих ножей, реконструкцией ячеек 6 кВ № 2 А+Б, № 9 А+Б, 11 А+Б		2019
24 Реконструкция ПС 110 кВ Ясногорск с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ, ТН 110 кВ – 3 шт.		2018
25 Реконструкция ПС 110 кВ Криволучье с монтажом секционной перемычки 110 кВ		2022
26 Реконструкция ПС 110 кВ Самарская, замена МВ 35 кВ на ЭВ (7 шт), замена ОД и КЗ 110 кВ на ЭВ 2 шт., замена ТСН № 3. Реконструкция двух линейных ячеек 6 кВ		2022
27 Реконструкция ПС 110 кВ Черёмушки, замена ОД и КЗ 110 кВ на ЭВ 1 шт., замена МВ 35 на ЭВ (3 шт). Реконструкция КРУН 10 кВ с заменой двух линейных ячеек и МВ 10 кВ на ВВ (8 шт.)		2022

Наименование энергообъекта	Характеристика объекта	Год реконструкции
28 Реконструкция ПС 110 кВ Ефремов, замена проходной изоляции в ЗРУ 6 кВ, замена МВ 110 на ЭВ 110 (4 шт.), замена МВ 35 на ЭВ 35 (8 шт), замена МВ 6 на ВВ 6 (5 шт), замена ТН 1 и 2 СШ 110 кВ (6 шт.), замена ТН 35 кВ (2 шт.). Замена ДГК 6 кВ (6 шт.)		2022
29 Реконструкция ПС 110 кВ Угольная с заменой разъединителей 110 кВ – 17 шт., МВ 35кВ на ЭВ 35кВ – 4 шт., разъединителей 35 кВ – 22 шт., МВ-6 кВ на вакуумные – 14 шт., разъединителей 6 кВ – 68 шт., воздушных мостов 6кВ Т-1 и Т-2 на кабельные вводы		2021
30 Реконструкция ПС 110 кВ Подземгаз с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт)		2021
31 Реконструкция ПС 110 кВ Рождественская с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт)		2021
32 Реконструкция ПС 110 кВ Гремячее с заменой ОД и КЗ на ЭВ 110 кВ (1 шт.)		2021
33 Реконструкция ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ Турдей, замена разъединителя переемычки № 1 и № 2 и их опорно-стержневой изоляции на полимерную		2021
34 Реконструкция ПС 110 кВ Малахово с заменой выключателя 6 кВ на ВВП 20-10-1000 (10 шт.), ТН 110 кВ – (3 шт.), ТСН на ТМГ 100/6 – 3 шт.		2022
35 Реконструкция ПС 110 кВ Венёв с заменой ТН 110 кВ – 3 шт., конденсатора связи 110 кВ (1 шт.)		2022
36 Реконструкция ПС 110 кВ Ефремов с заменой выключателя 6 кВ на ВВП 20-10-3000 А (2 шт.), ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ – 3 шт., ТСН на ТМГ400/6 – 2 шт.		2022
37 Реконструкция ПС 110 кВ Гремячее с заменой ТН 110 кВ (2 шт.)		2019
38 Реконструкция ПС 110 кВ Тургеневская с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.)		2019
39 Реконструкция ПС 110 кВ Мясово с заменой ТН 110 кВ (3 шт.)		2020
40 Реконструкция ПС 110 кВ Труново с заменой ТН 110 кВ (3 шт.)		2022
41 Реконструкция ПС 110 кВ КПД с заменой ОД, КЗ–110 кВ на ЭВ 110 кВ, РВС 110 кВ на ОПН 110 кВ, разъединителей 110 кВ, ЩСН (2 панели), монтажом новых шкафов КРУН, со строительством ОПУ, с заменой защиты и автоматики трансформаторов 110/6 кВ, устройство ЦС на микропроцессорные устройства РЗА		2022
42 Реконструкция ПС 110 кВ Липки с заменой ТСН на ТМГ100/6 кВ		2018

Наименование энергообъекта	Характеристика объекта	Год реконструкции
43 Реконструкция ПС 110 кВ Грызлово с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (2 шт.)		2018
44 Реконструкция ПС 110 кВ Савино с заменой конденсатора связи 110 кВ (1 шт.)		2018
45 Реконструкция ПС 110 кВ Доробино с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (2 шт.)		2021
46 Реконструкция ПС 110 кВ Задонье с заменой ТН 110 кВ (6 шт.)		2021
47 Реконструкция ПС 110 кВ Рудаково с заменой ТСН на ТМГ 64/6 (1 шт.)		2021
48 Реконструкция ПС 110 кВ Турдей с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (2 шт.)		2022
49 Устройство двух линейных ячеек 35 кВ на ПС 35 кВ Марьино и ПС 35 кВ Дворики		2022
50 Реконструкция ПС 35 кВ Арсеньево с заменой ОРУ 35-10 кВ на комплектную блочно-модульную подстанцию с выключателями 35 кВ – 3 шт., разъединителями 35 кВ – 6 шт., с заменой МВ 10 кВ на ВВ 10 кВ – 5 шт., монтажом ВЧ заградителя – 1 шт.		2022
51 Реконструкция ПС 35 кВ Кураково с заменой МВ 35 кВ – 3 шт. на ЭВ 35 кВ, заменой разъединителей 35 кВ – 6 шт., монтажом ВЧ заградителя – 1 шт.		2022
52 Реконструкция ПС 35 кВ Павловская, замена МВ 35 кВ на элегазовые (2 шт.) на ОРУ 35 кВ и замена МВ 10 кВ на вакуумные (5 шт.) в КРУН 10 кВ		2022
53 Реконструкция ПС 35 кВ Львово с заменой МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ – 5 шт., ТН–35 кВ – 2 шт., разрядников РВС 35 кВ – 6 штук; разъединителей 35 кВ – 14 шт., МВ 6 кВ на ВВ 6 кВ – 14 шт., панелей СН – 3 шт, панелей ПТ – 3 шт, АБ 2хСК-2 24 В на АБ – 110 В, ВУ 1 – шт.		2022
54 Реконструкция ПС 35 кВ Гранки с заменой трансформатора 6300 кВА на один 10000 кВА, МВ 35 кВ на ЭВ 35кВ, РВС 35 кВ, ТН 35 кВ, разъединителей 35 кВ, МВ 6кВ на ВВ 6кВ	10 МВА	2023
55 Реконструкция ПС 35 кВ Лобаново с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.), ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2018
56 Реконструкция ПС 35 кВ Ботня с заменой ТСН на ТМГ 40/6 (1 шт.)		2018
57 Реконструкция ПС 35 кВ Смородино с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ – 2 шт.		2022
58 Реконструкция ПС 35 кВ Стрельцы с заменой ТСН на ТМГ 25/6 (1 шт.)		2018
59 Реконструкция ПС 35 кВ Гранки с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ – 2 шт.		2020

Наименование энергообъекта	Характеристика объекта	Год реконструкции
60 Реконструкция ПС 35 кВ Осташино (2 шт.) с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2019
61 Реконструкция ПС 35 кВ Дворики с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (2 шт.)		2020
62 Реконструкция ПС 35 кВ Павшино с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.)		2022
63 Реконструкция ОРУ 35 кВ ПС 35 кВ Гурово с заменой МВ 35 кВ на ЭВ 35 кВ (7 шт.)		2022
64 Реконструкция ПС 35 кВ Карамышево с заменой ТСН на ТМГ 25/6 – 2 шт.		2018
65 Реконструкция ПС 35 кВ Варфоломеево с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ – 2 шт.		2021
66 Реконструкция ПС 35 кВ Пашково с заменой ТН 35 кВ на НАМИ 35 кВ (1 шт.)		2021
67 Реконструкция ПС 35 кВ Марьино с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2021
68 Реконструкция ПС 35 кВ Павловская с заменой ТСН на ТМГ 25/10 (1 шт.)		2021

2.6. Анализ произведенных в 2017 году вводов, реконструкций электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области

Информация по выполненным в 2017 году вводам, реконструкциям и прочим действиям с объектами электросетевого хозяйства по Тульской энергосистеме приведена в таблице 2.18.

Таблица 2.18. Вводы, реконструкция объектов электросетевого хозяйства в 2017 году

Наименование объекта	Наименование элемента	Мероприятие
По филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС		
1 ПС 220 кВ Ленинская	Высоковольтный ввод АТ-2 ф.А 220 кВ	замененное сетевое оборудование
2 ПС 220 кВ Тула	Высоковольтный ввод МВ 220 АТ-2 ф.Вт	замененное сетевое оборудование
3 ПС 220 кВ Звезда	ТТ ВЛ 110 кВ Звезда-Бегичево с отпайками ф.А, ф.В, ф.С ТТ ВЛ 110 кВ Звезда-Волово с отпайками ф.А, ф.В, ф.С ТТ ВЛ 110 кВ Звезда-Ефремов 1 с отпайками ф.А, ф.В, ф.С ТТ ВЛ 110 кВ Звезда-Ефремов 2 с	техническое перевооружение

Наименование объекта	Наименование элемента	Мероприятие
	отпайками ф.А, ф.В, ф.С ТТ ВЛ 110 кВ Звезда-Самарская с отпайками ф.А, ф.В, ф.С ТТ ВЛ 110 кВ Звезда-Кислотная 1 с отпайками ф.А, ф.В, ф.С ТТ ВЛ 110 кВ Звезда-Кислотная 2 с отпайками ф.В, ф.С	
4 ПС 220 кВ Металлургическая	ТТ 220 кВ АТ-1 ф. А, ф. В, ф. С ТТ 220 кВ АТ-2 ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 220 кВ Metallургическая-Сталь 1 ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 220 кВ Metallургическая-Сталь 2 ф. А, ф. В, ф. С ТН-220 1 СШ ф.А, ф.В, ф.С ТН-220 2 СШ ф.А, ф.В, ф.С ТН-110 ОСШ	техническое перевооружение
5 ПС 220 кВ Химическая	Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Химическая-Азотная ф. Кш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ; Химическая-Ацетиленовая ф. Зл, ф. Зш Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Химическая-Органическая ф. Жл ТТ МВ КВЛ 110 кВ Химическая-Карбамидная ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Химическая-Азотная ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Химическая-Хлорная ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Химическая-Грызлово ф. А, ф. В, ф. С	техническое перевооружение, замененное сетевое оборудование
6 ПС 220 кВ Яснополянская	Высоковольтный ввод ШСМВ 110 кВ ф. Аш2, Вш2, Сш1, Сш2 ТТ ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Тула 1 с отпайкой на ПС Яснополянская ф.А, ф.В, ф.С ТТ ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Тула 2 с отпайкой на ПС Яснополянская ф. А, ф. В, ф. С ТТ ОМВ 110 кВ ф.А, ф.В, ф.С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Кирпичная-Яснополянская ф.А, ф.В, ф.С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Яснополянская-КС 9 ф. А, ф.В, ф.С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Яснополянская-Западная ф.А, ф.В, ф.С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Яснополянская-Восточная 1 ф.А, ф.В, ф.С ТТ МВ ВЛ 110 кВ Яснополянская-Восточная 2 ф.А, ф.В, ф.С ТН-110 ОСШ	техническое перевооружение, замененное сетевое оборудование

Наименование объекта	Наименование элемента	Мероприятие
7 ПС 220 кВ Бегичево	<p>Высоковольтный ввод ОМВ 220 кВ ф. Зш Высоковольтный ввод МВ ВЛ220 Бегичево-Звезда ф Зш ТТ МВ ВЛ 110кВ Бегичево-Партизан ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 110кВ Технологическая 1 ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 110кВ Технологическая 2 ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 110кВ Бегичево-Труново ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 110кВ Ушаково-Бегичево ф. А, ф. В, ф. С ТТ ОМВ 110кВ ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 35кВ Дубовская-Бегичево ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 35кВ Смородино-Бегичево ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ ВЛ 35кВ Трудовая-Бегичево ф. А, ф. В, ф. С ТН-110 2 сш ф. А, ф. В, ф. С ТН-110 1 сш ф. А, ф. В, ф. С ТН-35 1 сш ф. А, ф. В, ф. С ТН-35 2 сш ф. А, ф. В, ф. С</p>	техническое перевооружение, замененное сетевое оборудование
8 ПС 220 кВ Люторичи	<p>Высоковольтный ввод МВ 110 АТ-2 ф. Вш ТТ ВЛ 110 кВ Люторичи-Епифань ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 110кВ Люторичи-Задонье ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 110кВ Люторичи-Зубово ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 110кВ Люторичи-Радиотехническая 1 ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 110кВ Люторичи-Радиотехническая 2 ф. А, ф. В, ф. С ТТ ОМВ 110 кВ ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ 35 кВ Т-1 ф. А, ф. В, ф. С ТТ МВ 35 кВ Т-2 ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 35 кВ Гранки-Люторичи 1 ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 35кВ Гранки-Люторичи 2 ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 35кВ Гранки-Кимово 1 ф. А, ф. В, ф. С ТТ ВЛ 35кВ Гранки-Кимово 2 ф. А, ф. В, ф. С ТН-110 1 сш ф. А, ф. В, ф. С ТН-110 2 сш ф. А, ф. В, ф. С</p>	техническое перевооружение

Наименование объекта	Наименование элемента	Мероприятие
9 ПС 220 кВ Северная	Высоковольтный ввод АТ-1 ф. А 110 кВ Высоковольтный ввод МВ ВЛ 110 кВ Северная-Хлорная ф. Жл, ф. Жш ТН-110 1 сш ф.А, ф. В, ф. С	техническое перевооружение, замененное сетевое оборудование
По филиалу «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»		
1 ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Первомайская ТЭЦ № 1 и № 2	Реконструкция с заменой опор и провода протяженностью по трассе 14,1 км	техническое перевооружение и реконструкция
2 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	Реконструкция с заменой опор и провода протяженностью по трассе 13,33 км	техническое перевооружение и реконструкция
3 Мероприятия при выводе из эксплуатации ОРУ 110 кВ Черепетской ГРЭС	Реконструкция ВЛ 110 кВ с закольцовкой линий протяженностью по трассе 1,4 км	техническое перевооружение и реконструкция

2.7. Основные внешние электрические связи энергосистемы Тульской области

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

с энергосистемой Московской области:

ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока;

ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС;

ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая;

ВЛ 220 кВ Приокская – Бугры;

ВЛ 220 кВ Шипово – Ока;

ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки;

ВЛ 110 кВ Пушино – Таруса I цепь;

ВЛ 110 кВ Пушино – Таруса II цепь;

ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск.

С энергосистемой Калужской области:

ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита;

ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник;

ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон;
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная;
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы;
ВЛ 220 кВ Станы – Шипово;
ВЛ 110 кВ Суворов – Агеево с отпайкой на ПС Безово;
ВЛ 110 кВ Суворов – Шепелёво с отпайками;
ВЛ 110 кВ Ушатово – Шепелёво с отпайками;
ВЛ 110 кВ Алексинская ТЭЦ – Космос с отпайками;
ВЛ 110 кВ Шипово – Ферзиково с отпайкой на ПС Средняя;
ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево;
ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 1 с отпайками;
ВЛ 110 кВ Шепелево – Белев 2 с отпайками.
С энергосистемой Рязанской области:
ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская;
ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее;
ВЛ 110 кВ Zubovo – Горлово.
С энергосистемой Орловской области:
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск;
ВЛ 110 кВ Чернь – Плавск с отпайкой на ПС Скуратово;
ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками.
С энергосистемой Брянской области:
ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная.

2.7.1. Анализ отчетного потокораспределения электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на зимний/летний максимум нагрузок за 2017 год

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

- 1) с Московской энергосистемой по ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Каширская ГРЭС, ВЛ 110 кВ Каширская ГРЭС – Мордвес с отпайкой на ПС Новосёлки, ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая, ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск, ВЛ 220 кВ Приокская – Бугры, ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ – Ока, ВЛ 220 кВ Шипово – Ока, ВЛ 110 кВ Пушино – Таруса I цепь, ВЛ 110 кВ Пушино – Таруса II цепь;
- 2) с Рязанской энергосистемой по ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская, ВЛ 110 кВ Zubovo – Горлово, ВЛ 110 кВ Виленки – Гремячее;

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

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

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

В таблице 2.19 представлены основные характеристики режимов контрольных замеров зимних максимальных нагрузок и летних минимальных нагрузок. В день зимних контрольных замеров 21.12.2016 максимальное суммарное потребление Тульской энергосистемы было зафиксировано в 18 часов. В день летних контрольных замеров 21.06.2017 максимальное суммарное потребление Тульской энергосистемы было зафиксировано в 10 часов.

Таблица 2.19. Основные характеристики режимов за дни зимних и летних контрольных замеров

Основные характеристики режима		Режимный день контрольного замера	
		зимних максимальных нагрузок (18-00 21.12.2016)	летних максимальных нагрузок (10-00 21.06.2017)
Баланс мощности энергосистемы	Потребление, МВт	1400	1069
	Генерация, МВт	639	541
	Внешние перетоки*, МВт:		
	Московская ЭС	+558	+241
	Рязанская ЭС	+203	+83
	Орловская ЭС	+72	+58
	Калужская ЭС	-67**	+159**
	Брянская ЭС	+40	+21

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

** По энергосистеме Калужской области представлен сальдо-переток мощности.

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

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

В летнем режиме контрольных замеров при отключенной ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская основной поток мощности поступал из энергосистем Московской и Калужской областей. При работающем одном блоке на Черепетской ГРЭС по ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита и Черепетская ГРЭС – Спутник мощность поступала из энергосистемы Калужской области.

В таблице 2.20 представлены уровни загрузок генераторного оборудования электростанций Тульской энергосистемы, введенного на день контрольных замеров.

Таблица 2.20. Загрузка генераторов электростанций Тульской энергосистемы мощностью более 5 МВт

Наименование электростанции	Номер блока	Загрузка в режимный день контрольного замера, МВт	
		зимних максимальных нагрузок (09-00 21.12.2016)	летних максимальных нагрузок (10-00 21.06.2017)
Филиал «Черепетская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Блок 8	220,0	224,4
	Блок 9	0	0
ООО «Щекинская ГРЭС»	Блок 1	0	0
	Блок 2	0	0
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» Новомосковская ГРЭС	ТГ-1	0	0
	ТГ-7	12,0	0
	ГТУ-124	152,3	110,7
	ПТУ-64	43,7	49,6
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» Алексинская ТЭЦ	ТГ-2	7,0	6,3
	ТГ-3	33,0	0
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» Ефремовская ТЭЦ	ТГ-6	44,0	0
	ТГ-7	-	7,9

Наименование электростанции	Номер блока	Загрузка в режимный день контрольного замера, МВт	
		зимних максимальных нагрузок (09-00 21.12.2016)	летних максимальных нагрузок (10-00 21.06.2017)
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	ТГ-1	-	18,6
	ТГ-2	-	0
	ТГ-3	27,0	25,6
	ТГ-4	19,0	0
	ТГ-5	29,0	27,9
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	ТГ-2	12,0	24,8
	ТГ-3	3,8	4,8
	ТГ-4	4,7	8,2
	ТГ-5	43,5	0
ТЭЦ ПАО «Косогорский металлургический завод»	ТГ-1	7,5	7,0
	ТГ-2	7,5	7,0
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	ТГ-1		5,0

2.8. Анализ основных проблем функционирования энергосистемы Тульской области

Электросетевой комплекс Тульской области характеризуется следующими проблемами:

высокий износ и необходимость проведения реконструкции большого количества электросетевых объектов;

исчерпание паркового ресурса подавляющего большинства генерирующего оборудования на электростанциях региона;

исчерпание резерва трансформаторной мощности на отдельных подстанциях 110 кВ на территории Тульской области, что ограничивает присоединение дополнительной электрической нагрузки в среднесрочной перспективе;

зависимость режимов электрической сети 110 кВ Ефремовского энергорайона от наличия генерации на Ефремовской ТЭЦ ввиду ограниченного количества связей 220-110 кВ с ЕЭС;

необходимость реконструкции и модернизации морально и физически устаревших общесистемных средств управления (РЗА, ПА);

значительное количество морально устаревшего маслonaполненного 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 резервов мощности центров питания 220 кВ Тульской энергосистемы

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

Ввиду отсутствия согласованной методики расчётов резервов трансформаторной мощности центров питания, оценка резервов мощности произведена путем сопоставления пропускной способности центра питания с загрузкой автотрансформаторов, определенной на основании расчетов установившихся режимов зимних и летних максимальных нагрузок 2019 года. Результаты оценки резервов мощности центров питания 220 кВ энергосистемы Тульской области приведены в таблице 2.21.

Необходимо отметить, что к 2023 году срок службы всех автотрансформаторов, указанных в таблице 2.21, за исключением АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Тула, будет превышать нормативный срок эксплуатации 25 лет (14 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-1 ПС 220 кВ Звезда.

Таблица 2.21. Оценка резервов мощности центров питания 220 кВ Тульской энергосистемы

Энергорайон, ПС, АТ	Загрузка автотрансформаторов, МВА/%				Загрузка автотрансформаторов, МВА/%						Резервы мощности по ПС на 01.01.2019*
	за 20.12.2017 (режимный день)		за 21.06.2017 (режимный день)		зима максимум, 2019 год			лето максимум, 2019 год			
	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА	МВт	%	МВА	МВт	%	
Тульский											
АТ-1 ПС 220 кВ Тула	68,3/67,4	27	60/58,7	24	83,5	82,1	33	67,9	61,3	27	100
АТ-2 ПС 220 кВ Тула	72,7/71,2	29	62,8/57,7	25	83,8	83,8	34	69,5	62,7	28	
АТ-1 ПС 220 кВ Ленинская	95/63,8	48	66,8/60,5	33	66,0	66,0	34	54,6	51,2	27	100
АТ-2 ПС 220 кВ Ленинская	94,6/63,6	47	66/59,9	33	68,1	65,9	34	54,6	51,2	27	
АТ-1 ПС 220 кВ Металлургическая	28,6/28,4	23	0	0	38,3	36,3	31	31,7	27,0	25	40
АТ-2 ПС 220 кВ Металлургическая	28,6/28,2	23	30,6/30,6	24	38,3	36,3	31	31,7	27,0	25	
Новомосковский											
АТ-1 ПС 220 кВ Северная	86,4/79,1	42	90,9/72,6	45	68,9	63,2	34	75,0	63,4	37	20
АТ-2 ПС 220 кВ Северная	56,3/52,7	28	47,3/39,5	27	57,7	53,1	32	64,0	53,3	36	
АТ-1 ПС 220 кВ Химическая	42,7/37	21	41,4/34,9	21	54,8	50,1	27	47,7	43,7	24	60
АТ-2 ПС 220 кВ Химическая	41,9/36,2	21	40,9/34,5	20	54,7	50,0	27	47,6	43,6	24	

Энергорайон, ПС, АТ	Загрузка автотрансформаторов, МВА/%				Загрузка автотрансформаторов, МВА/%						Резервы мощности по ПС на 01.01.2019*
	за 20.12.2017 (режимный день)		за 21.06.2017 (режимный день)		зима максимум, 2019 год			лето максимум, 2019 год			
	МВА/МВт	%	МВА/МВт	%	МВА	МВт	%	МВА	МВт	%	
Люторичи и Бегичево											
АТ-1 ПС 220 кВ Бегичево	24/22,3	20	12/12,2	10	22,8	21,0	19	21,9	18,0	18	60
АТ-2 ПС 220 кВ Бегичево	25/22,5	21	14/11,5	12	23,1	21,2	19	22,4	18,2	19	
АТ-2 ПС 220 кВ Люторичи	0	0	40/24,3	32	13,8	1,2	11	7,9	3,7	6	80
Щекинский											
АТ-1 ПС 220 кВ Яснополянская	34,2/31,6	27	43,4/17,8	35	9,1	8,7	7	5,3	2,7	4	40
АТ-2 ПС 220 кВ Яснополянская	27,1/21,2	22	0	0	20,7	18,1	17	23,1	19,4	18	
Ефремовский											
АТ-1 ПС 220 кВ Звезда	24,8/22,5	23	37,5/24,6	30	11,6	9,5	9	11,1	1,3	9	0**
Заокский											
АТ-2 ПС 220 кВ Шипово	59/59	47	21/20,2	17	49,8	48,5	40	28,7	25,9	23	30

* Суммарный резерв мощности по энергоузлу определяется исходя из близости присоединения потребителя к центру питания 220 кВ и может варьироваться.

** Величина резерва может варьироваться в зависимости от объема генерации на Ефремовской ТЭЦ.

Тульский энергорайон

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

Загрузка автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ Тула в день контрольного замера за 20 декабря 2017 года составляет 27% и 29% соответственно, за 21 июня 2017 года 24% и 25% соответственно. Резерв трансформаторных мощностей ПС по состоянию на 01.01.2018 составляет 100 МВт.

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Ленинская в день контрольного замера 20 декабря 2017 года составляет 47%, за 21 июня 2017 года составляет 33%. Резерв трансформаторных мощностей ПС по состоянию на 01.01.2018 составляет 100 МВт.

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Metallургическая в дни контрольных замеров за 20 декабря 2017 года составляет 23%, за 21 июня 2017 года АТ-2 составляет 24%, АТ-1 был отключен. Резерв трансформаторных мощностей ПС по состоянию на 01.01.2018 без учета резервов сети 110 кВ составляет 40 МВт.

Новомосковский энергорайон

Центром питания Новомосковского района являются ПС 220 кВ Северная (1х200 МВА и 1х180 МВА) и ПС 220 кВ Химическая (2х 200 МВА).

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Северная в режимный день контрольного замера зимних максимальных нагрузок 20.12.2017 составила АТ-1 84,6 МВА (42%), АТ-2 56,3 МВА (28%), в режимный день контрольного замера летних максимальных нагрузок 21.06.2017 – АТ-1 – 90,9 МВА (45%), АТ-2 47,3 МВА (27%). Резерв мощности ПС 220 кВ Северная по состоянию на 2018 год оценивается в 20 МВт.

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Химическая в режимный день контрольного замера зимних максимальных нагрузок 20.12.2017 составила АТ-1 42,7 МВА (21%), АТ-2 41,9 МВА (21%), в режимный день контрольного замера летних максимальных нагрузок 21.06.2017 – АТ-1 – 41,4 МВА (21%), АТ-2 40,9 МВА (20%). Резерв мощности ПС 220 кВ Химическая по состоянию на 2018 год оценивается в 60 МВт.

Энергорайон Бегичево и Люторичи

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

В режимный день за 20.12.2017 (18-00) на ПС 220 кВ Бегичево загрузка АТ-1 составляла 24 МВА или 20% от номинальной мощности, АТ-2 составляла 25 МВА или 21% от номинальной мощности. На ПС 220 кВ Люторичи АТ-2 был не загружен.

В режимный день за 21.06.2017 (10-00) на ПС 220 кВ Бегичево загрузка АТ-1 составляла 12 МВА или 10% от номинальной мощности, АТ-2 составляла 14 МВА или 12% от номинальной мощности. На ПС 220 кВ Люторичи загрузка АТ-2 составляла 40 МВА или 32% от номинальной мощности.

Суммарный резерв мощности по ПС 220 кВ Бегичево составляет 60 МВт, по ПС 220 кВ Люторичи составляет 80 МВт без учета резервов сети 110 кВ.

Щекинский энергорайон

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

Загрузка автотрансформаторов ПС 220 кВ Яснополянская в режимный день контрольного замера зимних максимальных нагрузок 20.12.2017 составила АТ-1 34,2 МВА (27%), АТ-2 27,1 МВА (22%), в режимный день контрольного замера летних максимальных нагрузок 21.06.2017 – АТ-1 – 43,4 МВА (35%), АТ-2 0 МВА. Резерв мощности ПС 220 кВ Яснополянская по состоянию на 2018 год оценивается в 40 МВт.

Ефремовский энергорайон

Загрузка автотрансформатора ПС 220 кВ Звезда в режимный день за 20.12.2017 (18-00) на ПС 220 кВ Звезда загрузка АТ-1 составляла 28,4 МВА или 23% от номинальной мощности.

В режимный день за 21.06.2017 (10-00) на ПС 220 кВ Звезда загрузка АТ составляла 37,5 МВА или 30% от номинальной мощности.

Ввиду того, что на ПС 220 кВ Звезда установлен один АТ 220/110 кВ, а также при наличии единственной питающей ВЛ 220 кВ резервы мощности данного центра питания в существенной мере зависят от пропускной способности прилегающей сети 110 кВ, а также уровня генерации на Ефремовской ТЭЦ.

Заокский энергорайон

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

В режимные дни за 20.12.2017 (18-00) и за 21.06.2017 (10-00) загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово составляла 59 МВА или 47% от номинальной мощности и 21 МВА или 17% от номинальной мощности соответственно.

Суммарный резерв мощности по ПС 220 кВ Шипово составляет в 30 МВт.

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

В режимные дни за 21.12.2016 (18-00) загрузка автотрансформаторов на ПС 220 кВ Протон составляла 26 МВА на каждый АТ, за 15.06.2016 (10-00) загрузка автотрансформаторов составляла 19 МВА на каждый АТ.

Суворовский энергорайон

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

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

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

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

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

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

110 кВ Электрон – Середейск – 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 двухцепном исполнении выполнены следующие ВЛ:

ВЛ 110 кВ Шепелево – Середейск Северная и 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).

Резерв пропускной способности сети 110 кВ Суворовского энергорайона составляет 52 МВт.

2.9.2. Оценка резервов мощности центров питания 110 кВ Тульской энергосистемы

В таблице 2.22 представлены сведения о центрах питания 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», характеризующихся текущим дефицитом трансформаторной мощности.

Таблица 2.22. Сведения о загрузке центров питания 110 кВ филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», характеризующихся текущим дефицитом трансформаторной мощности

Диспетчерское наименование подстанции 110 кВ	Месторасположение подстанции (адрес)	Количество и мощность трансформаторов	Общая установленная мощность ПС	Допустимая мощность ПС (N-1)	Максимальная нагрузка по замерам режимного дня за 5 лет (2013- 2017 годы)	Текущий объем свободной мощности (- дефицит) на 01.01.2018
		к-во × МВА	МВА	МВА	МВА	МВА
ПС 110 кВ Рудаково	г. Тула, ул. Скуратовская, 52-а	2×25	50	26,25	27,6	0
ПС 110 кВ Заокская	Заокский район, пос. Заокский	2×16	32	16,8	18,962	0
ПС 110 кВ Средняя	Алексинский район, ж/д станция «Средняя»	1×16; 1×10	26	10,5	11,422	0

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

Необходимо отметить, что в рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности уровни напряжения на шинах ПС 110 кВ и выше в исследуемой энергосистеме во всех рассмотренных, в том числе и в наиболее тяжёлых послеаварийных режимах, находятся в диапазоне допустимых значений. Таким образом, расчёт баланса реактивной мощности показал, что применение СКРМ в энергосистеме Тульской области нецелесообразно на перспективном этапе 2019-2023 годов в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности.

Низкий уровень напряжения в сети 110-220 кВ в энергосистеме Тульской области в режимах зимних максимальных нагрузок 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности обусловлен дефицитом активной и реактивной мощности в энергосистеме Тульской области и высокой загрузкой ЛЭП 220 кВ. Для нормализации напряжения необходима разработка дополнительных мероприятий. При сооружении ПС 500 кВ Новая в энергосистеме Тульской области потребность в установке дополнительных СКРМ отсутствует.

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

По результатам анализа отключающей способности коммутационного оборудования выявлено несоответствие отключающей способности установленных в РУ 110 и 220 кВ выключателей:

- 1) на Алексинской ТЭЦ в РУ 220 кВ выключателей на присоединении к трансформатору Т-33;
- 2) на ПС 220 кВ Северная в РУ 110 кВ на присоединениях к отходящим ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Бытхим.

2.12. Анализ развития генерирующих мощностей и режимов работы электростанций энергосистемы Тульской области за 2013-2017 годы

Существующая установленная электрическая и тепловая мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 31.12.2017 представлена в таблице 2.23.

Таблица 2.23. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области по состоянию на 31.12.2017

Электростанция, установленная мощность (электрическая, МВт / тепловая, Гкал/ч)	Тип генератор	Тип турбины	Установленная мощность, МВт	Станционный номер
Электростанция АО «Интер РАО - Электрогенерация»				
Черепетская ГРЭС 450/130	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
ПАО «Квадра»				
Алексинская ТЭЦ 62/150	Т-12-2УЗ	ПР-12-90/15	12	2
	ТВФ-63-2У	Т-50-90/1,5	50	3
Ефремовская ТЭЦ 160/520	ТВС-30	ПР-25-90/10	25	4
		ПР-25-90/10	25	5
	ТВФ-63-2	ПТ-60-90/13	60	6
	ТВФ-63-2	Р-50-130/13	50	7
Новомосковская ГРЭС 233,65/302,4		Р-14-90/31	14	4
		Р-32-90/13	32	7
	9А5	РG9171Е	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 ПАО «Тулачермет» 101,5/644	Т-6-2УЗ	ПТ-25-90/10	25	2
	Т-12-2	Р-6-35/10	6	3
	ТВФ-60-2	Р-10,5-90/31	10,5	4
		ПТ-60-90/13	60	5
ТЭЦ ПАО «Косогорский металлургический завод» 24/307		ПТ-12-35/10	2x12	1,2

В таблице 2.24 приведены данные о динамике изменения установленной мощности электростанций Тульской области за прошедший пятилетний период. По отношению к 2013 году суммарная установленная мощность уменьшилась на 1055 МВт.

Таблица 2.24. Установленная мощность электростанций энергосистемы Тульской области, МВт

Наименование	На 31.12.2013	На 31.12.2014	На 31.12.2015	На 31.12.2016	На 31.12.2017
Черепетская ГРЭС	1285	1510	1735	1315	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400
Новомосковская ГРЭС	413,7	413,7	323,7	323,7	233,7
Первомайская ТЭЦ АО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105
Ефремовская ТЭЦ	160	160	160	160	160
Алексинская ТЭЦ	102	102	62	62	62
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6
Итого	2597,2	2822,2	2917,2	2497,2	1542,2

За период с 2012 года по Тульской энергосистеме произведен окончательный вывод из эксплуатации следующего оборудования электростанций:

1) с 1 января 2012 года на Новомосковской ГРЭС выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 6 типа Р-20-29/7 мощностью 20 МВт и паровой энергетический котел ст. № 1 типа ТП-230-1;

2) с 1 января 2015 года на Новомосковской ГРЭС выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 5 типа Т-90-90/2,5 установленной мощностью 90 МВт (110 Гкал/ч);

3) с 1 января 2015 года на Алексинской ТЭЦ выведен из эксплуатации турбоагрегат ст. № 4 типа П-40-90/7 установленной мощностью 40 МВт (65 Гкал/ч);

4) с 1 января 2016 года на Черепетской ГРЭС выведена из эксплуатации I-я очередь электростанции с тремя дубль-блоками установленной мощностью по 140 МВт в составе турбоагрегатов К-140-160, котлов ТП-240 и генераторов ТВ2-15-2;

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода/вывода	2018	2019	2020	2021	2022	2023
5 ПГУ (Т)		Газ природный	новое строительство	115					
ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ									
ГРЭС Новомосковская	ПАО «Квадра»								
4Р-14-29		Газ природный	окончательный				14		
7 Р-32-90		Газ природный	окончательный				32		
Всего по станции							46		
Ефремовская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
4 ПР-25-90		Газ природный	окончательный			25			
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
2 ПР-12-90		Газ природный	окончательный				12		
3 Т-50-90		Газ природный	окончательный	50					
Всего по станции				50			12		
По региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности									
ВВОДЫ									
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
5 ПГУ (Т)		Газ природный	новое строительство	115					
Электростанция ПАО «Тулачермет»	ПАО «Тулачермет»								
ТВС-32		Уголь Кузнецкий	новое строительство				32		
ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ									
ГРЭС Новомосковская	ПАО «Квадра»								
4 Р-14-29		Газ природный	окончательный			14			
7 Р-32-90		Газ природный	окончательный			32			
Всего по станции						46			
Алексинская ТЭЦ	ПАО «Квадра»								
2 ПР-12-90		Газ природный	окончательный			12			

Электростанция (станционный номер, тип турбины)	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип ввода/вывода	2018	2019	2020	2021	2022	2023
3 Т-29-90 (Т-50-90 перемарк. в Т-29-90 в 2018 году)		Газ природный	окончательный			29			
Всего по станции						41			
Щекинская ГРЭС	ООО «Щекинская ГРЭС»								
11 К-200-130		Газ природный	окончательный		200				
12 К-200-130		Газ природный	окончательный		200				
Всего по станции					400				

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

1) с 1 мая 2018 года планируется перемаркировка установленной мощности турбоагрегата ст. № 3 Алексинской ТЭЦ со снижением на 21 МВт с 50 до 29 МВт (в связи с неостребованностью конденсационной выработки);

2) в 2018 году планируется ввод в эксплуатацию энергоблока ПГУ-115 на Алексинской ТЭЦ установленной мощностью: 115 МВт и 87 Гкал/ч.

Особенности, проблемы текущего состояния и возрастной состав оборудования по выработке электрической и тепловой энергии субъектов генерации Тульской области приведены в таблице 2.26.

Таблица 2.26. 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 01.01.2018, час	Парковый ресурс/индивидуальный ресурс (год достижения индивидуального ресурса), час
1. ООО «Щекинская ГРЭС»					
Турбина К-200-130-1	11	1964	200	300693	220000/307160 2018 год
Турбина К-200-130-1	12	1965	200	296325/ 62972	220000/2046 год

Электростанция и тип оборудования	Ст. №	Год ввода в эксплуатацию	Мощность (МВт), паропроизводительность, тонн/час)	Наработка на 01.01.2018, час	Парковый ресурс/индивидуальный ресурс (год достижения индивидуального ресурса), час
Котел 67-СП	14	1956	230	302200	300000/344573 2025 год
Котел 67-СП	15	1957	230	285845	300000/33584 2026 год
Котел ПК-33	16	1964	640	300693	200000/325591 2026 год
Котел ПК-33	17	1965	640	296325	200000/321188 2026 год
2. Новомосковская ГРЭС ПАО «Квадра»					
Турбина Р-14-90/31	4	1976	14 / 40	228432	270000/-
Турбина Р-32-90/13	7	1969	32 / 165	351387	270000/393526
Турбина газовая PG9171E	8	2013	131,75 / 97,4	32949	15 лет/-
Турбина паровая SST PAC 600	9	2013	55,9	32695	30 лет/-
Котел БКЗ-220-100	13	1968	220	268333	250000/274000
Котел БКЗ-220-100	14	1969	220	282923	250000/295282
Котел БКЗ-220-100	15	1973	220	142441	300000/-
Котел-утилизатор Е-186/39-7,5/0,7-515/29 (П-142)	1	2013	92	32949	220000/-
3. Алексинская ТЭЦ ПАО «Квадра»					
Турбина Р-12-90/17/7	2	1995	12 / 70	136152	270000/-
Турбина Т-50-90/1,2	3	1948	50 / 80	456671	270000/-
Котел ТП-230-1	3	1948	230	376430	250000/393753
Котел ТП-230-1	4	1949	230	378897	250000/394753
Котел БКЗ-220-100	6	1972	220	203339	300000/-
4. Ефремовская ТЭЦ ПАО «Квадра»					
Турбина ПР-25-90/10	4	1964	25 / 84	241883	270000/-
Турбина ПР-25-90/10	5	1965	25 / 84	253666	270000/-
Турбина ПТ-60-90/13	6	1975	60 / 164	272664	270000/285000
Турбина Р-50-130/13	7	1979	50 / 188	146753	220000/-
Котел БКЗ-160-100	8	1964	160	288837	300000/-
Котел БКЗ-160-100	9	1964	160	334163	300000/361212
Котел БКЗ-160-100	10	1965	160	303160	300000/343356
Котел БКЗ-160-100	11	1976	160	240032	300000/-
Котел БКЗ-160-100	12	1976	160	248667	300000/-
Котел БКЗ-320-100	13	1980	320	95714	300000/-
Котел БКЗ-320-100	14	1983	320	93566	300000/-
5. Черепетская ГРЭС АО «Интер РАО - Электрогенерация»					
К-225-12,8-4р	8	2014	225	15608	220000/-
К-225-12,8-4р	9	2015	225	14355	220000/-

**2.13. Динамика потребления тепловой энергии в системах
централизованного теплоснабжения в Тульской области
за 2013-2017 годы**

Динамика производства, потребления и структура отпуска тепловой энергии по Тульской энергосистеме с 2013 года представлена в таблице 2.27.

Таблица 2.27. Динамика производства, потребления тепловой энергии по Тульской энергосистеме за 2013-2017 годы, тыс. Гкал

Наименование источника тепловой энергии	2013	2014	2015	2016	2017
1. Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»:					
1.1. Выработка ТЭ всего, в т.ч.:	2827,7	2745,1	2578,7	2372,5	2039,5
Ефремовская ТЭЦ	1234,1	1249,0	1217,1	1157,0	975,7
Алексинская ТЭЦ	471,5	484,5	459,3	500,1	464,9
Щёкинская ГРЭС	154,3	73,8	0,0	0,0	
Новомосковская ГРЭС	955,9	899,1	879,0	683,8	576,2
Котельные производственные	11,9	38,7	23,3	31,6	22,7
1.2. Потребление ТЭ на собственные нужды	-	-	14,0	14,3	13,4
1.3. Отпуск ТЭ «Промышленное производство»	-	-	1485,3	1200,7	945,7
1.4. Отпуск ТЭ «ЖКХ»	-	-	992,7	1001,2	0,0
1.5. Отпуск ТЭ «Бюджетные потребители»	-	-	2,8	3,2	3,6
1.6. Отпуск ТЭ «Прочие виды экономической деятельности»	-	-	2,7	2,0	2,2
1.7. Потери ТЭ	-	-	145,5	151,2	133,0
1.8. Отпуск ТЭ «Перепродавцы энергии»					941,7
2. ООО «Щёкинская ГРЭС» выработка, всего, в т.ч.:	-	171,0	183,6	189,7	187,8
Потребление ТЭ на собственные нужды	-	1,8	0,9	1,0	1,0
Отпуск «Промышленное производство» (в т.ч. фабрика SCA)	-	63,9	72,8	74,8	75,4
Отпуск «ЖКХ»	-	45,7	43,2	45,5	42,8
Отпуск «Прочие потребители, потери»	-	59,6	66,7	68,4	68,6
3. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» выработка, всего, в т.ч.:	141,6	160,2	125,0	124,1	128,5
Отпуск ОАО «Энергия – 1»	126,0	120,5	110,8	115,8	115,9
Отпуск «Промышленные потребители, в т.ч. собственное потребление»	15,6	39,7	14,2	8,3	12,7

Наименование источника тепловой энергии	2013	2014	2015	2016	2017
4. ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет» выработка всего, в т.ч.:	816,3	857,1	823,9	770,3	728,1
Цеха ПАО «Тулачермет» (потребление)	297,1	330,2	284,1	296,7	343,4
Отпуск АО «Тулатеплосеть» (население)	304,8	316,3	339,7	311,9	339,7
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	214,3	210,7	200,1	161,7	45,0
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка, всего, в т.ч.:	1000,2	1220,4	1426,7	984,4	874,8
Производственные нужды ПАО «Косогорский металлургический завод» (потребление)	768,9	941,8	1095,2	746,3	680,0
Отпуск «Население»	113,1	117,1	116,2	115,5	134,8
Отпуск «Прочие потребители, потери»	118,2	161,6	215,3	122,6	60,0
6. ТЭЦ ОАО «Щекиноазот» выработка ТЭ, всего, в т.ч.:	1463,6	1391,2	1245,1	1311,3	1361,4
Производственные нужды ОАО «Щекиноазот» (потребление)	1246,7	1158,3	1038,9	1092,0	1143,8
Отпуск «Население»	177,1	187,9	176,7	191,6	187,9
Отпуск «Прочие потребители, потери»	39,8	45,1	29,5	27,6	29,8
7. Котельные	10164,9	10949,0	10478,9	11143,2	9933,6
Всего объем производства тепловой энергии по Тульскому региону	16414,3	17494,4	16861,9	16895,5	15253,7

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Тульской области представлен в таблице 2.28.

Таблица 2.28. Объем потребления тепловой энергии крупными потребителями в Тульской области

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2013	2014	2015	2016	2017
АО «НАК «Азот»	1 814,0	1 714,0	1 739,3	1 734,0	1 783,0
ОАО «Щекиноазот»	911,2	1 158,3	1 038,9	1 092,0	1 143,8
ПАО «Косогорский металлургический завод»	768,9	941,8	793,1	746,4	680,0
ООО «Каргилл»	432,0	515,0	540,0	545,0	474,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	238,1	226,9	205,7	70,5	31,1
ПАО «Тулачермет»	297,1	330,2	284,1	296,7	343,4
АО «Тульский патронный завод»	232,0	221,0	212,0	222,0	205,0
АО АК «Туламашзавод»	110,9	81,4	54,0	53,7	47,9

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2013	2014	2015	2016	2017
АО «Тяжпромарматура»	39,9	41,7	37,4	38,5	37,5
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	41,6	45,6	34,0	41,1	39,5
АО «Полема»	26,7	18,3	19,0	21,5	20,4

2.14. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 2013-2017 годы

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

Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2013-2017 годы в соответствии с данными Тулстата представлены в таблице 2.29.

Таблица 2.29. Основные показатели энерго- и электроэффективности Тульской области за 2013-2017 годы

Показатель	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017
1. Валовой региональный продукт	млрд руб.	348,0	411,1	477,5	517,7	578,1*
2. Валовой региональный продукт (в сопоставимых ценах)	%	104,4	105,8	105,6	104,1	103,4*
3. Потребление топливно-энергетических ресурсов	тыс. т усл.т.	8956,8	9410,9	9116,0	10976,9*	сентябрь 2018**
4. Энергоемкость валового регионального продукта	кг усл.т./тыс. руб.	25,738	22,892	19,091	21,203*	сентябрь 2018**
5. Общее потребление электроэнергии (по данным системного оператора)	млрд кВт ч	9883	9869	9838	9965	9851
6. Потребление электроэнергии без учета расходов на бытовые нужды	млрд кВт ч	8505	8496	8493	8533	8424
7. Электроемкость валового регионального продукта	кВт ч/тыс.руб.	28,40	24,01	20,60	19,25	17,04*
8. Численность населения (среднегодовая)	млн чел.	1,527	1,518	1,510	1,503	1,496

Показатель	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017
9. Потребление электроэнергии на душу населения	кВт.ч/чел.	6472	6503	6515	6631	6585
10. Валовой региональный продукт на душу населения	тыс. руб.	227,9	270,9	316,2	344,5	386,4*
11. Численность занятых в экономике (среднегодовая)	млн чел.	0,7605	0,7499	0,7429	0,7315	ИЮНЬ 2018**
12. Электровооруженность труда в экономике	кВт ч на одного занятого в экономике	11183	11329	11432	11665	ИЮНЬ 2018**

* Оценочные данные.

** Срок представления информации.

2.15. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных генерирующих компаний на территории Тульской области в 2017 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 2.30.

Таблица 2.30. 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 01.01.2018 (план/факт), т
Производственное подразделение «Новомосковская ГРЭС» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	26000/55253

Наименование предприятия генерации электрической и тепловой энергии	Вид основного топлива	Вид резервного топлива	Обеспеченность резервным топливом на 01.01.2018 (план/факт), т
Производственное подразделение «Алексинская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	уголь	16000/20025
Производственное подразделение «Ефремовская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» – «Центральная Генерация»	природный газ	мазут	7400/10913
Филиал «Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	уголь	уголь	70000/125286
ООО «Щекинская ГРЭС»	природный газ	мазут	12430/13219

Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2017 год указаны в таблице 2.31.

Таблица 2.31. Объем и структура топливного баланса энергоисточников Тульской области за 2017 год

Наименование	Газ природный, т/т	Газ доменный, т/т	Газ сбросный, т/т	Мазут, т/т	Уголь, т/т
1. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация»	750 800	-	-	-	-
2. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	-	-	-	10 554	675 670
3. ООО «Щекинская ГРЭС»	121 834	-	-	34	-
4. ПАО «Тулачермет»	197 978	282 600	-	-	-
5. ОАО «Щекиноазот»	401 403	-	26 068	-	-
6. ПАО «Косогорский металлургический завод»	72 000	89 000	-	-	-
Итого	1 544 015	371 600	26 068	10 588	675 670

2.16. Единый топливно-энергетический баланс Тульской области за 2012-2016 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 года № 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 2012–2016 годы приведено в таблице 2.32.

Таблица 2.32. Топливо-энергетический баланс Тульской области за период 2012-2016 годов, тыс. тут

Наименование показателя	№ строки баланса	2012	2013	2014	2015	2016
Производство энергетических ресурсов	1	0	0	0	0	0
Ввоз	2	13154,7	12502,9	11802,6	11264,4	11465,8
Вывоз	3	-180,3	-788,4	-694,3	-160,7	-500,5
Изменение запасов	4	14,1	14,1	2,6	11,4	11,6
Потребление первичной энергии	5	12988,7	11728,7	11111,1	11115,2	10976,9
Статистическое расхождение	6	-1,2	-1,7	0,5	-0,5	-0,8
Производство электрической энергии	7	-1454,4	-1481,2	-1909,8	-1403,1	-556,0
Производство тепловой энергии	8	-1539,4	-1285,7	-747,3	-474,6	-1248,7
Теплоэлектростанции	8.1	-530,4	-428,5	-748,9	906,5	748,1
Котельные	8.2	-1009,2	-820,0	-24,0	163,8	-707,4
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	0,1	0	0	0	0,0
Преобразование топлива	9	0	0	0	0	0
Переработка нефти	9.1	1	0	0	0	0
Переработка газа	9.2	0,1498	0	0	0	0
Обогащение угля	9.3	0	0	0	0	0

Наименование показателя	№ строки баланса	2012	2013	2014	2015	2016
Собственные нужды	10	-193,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Потери при передаче	11	-554,9	-541,1	-557,0	-367,1	-516,0
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	12834,1	11978,4	12066,2	12430,9	12477,3
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	160,9	154,9	167,6	162,0	192,1
Промышленность	14	5083,2	4918,4	5239,2	5239,0	4875,5
Производство и распределение эл. энергии, газа и воды	14.1	140,0	666,1	578,7	419,9	352,3
Добыча полезных ископаемых	14.2	28,2	30,8	39,5	34,8	62,1
Производство пищевых продуктов, включая напитки и табака	14.3	505,5	458,1	404,5	506,2	514,6
Текстильное и швейное производство	14.4	7,1	5,8	4,1	15,5	24,9
Производство кожи, изделий из кожи и производство обуви	14.5	2,0	2,0	1,7	1,3	2,5
Обработка древесины и производство изделий из дерева	14.6	2,7	2,6	1,9	1,9	1,9
Целлюлозно-бумажное производство, издательская и полиграфическая деятельность	14.7	65,2	52,4	45,8	85,4	90,4
Химическое производство	14.8	2281,6	1678,2	1768,5	1563,2	1647,0
Производство резиновых и пластмассовых изделий	14.9	27,7	25,5	12,9	33,2	35,7
Производство прочих неметаллических минеральных продуктов	14.10	361,9	578,1	633,1	534,5	464,1
Металлургическое производство и производство готовых металлических изделий	14.11	1027,9	930,9	1119,9	1124,5	1068,7
Производство электрооборудования, электронного и оптического оборудования	14.12	39,8	42,1	24,1	57,4	64,1

Наименование показателя	№ строки баланса	2012	2013	2014	2015	2016
Производство транспортных средств и оборудования	14.13	17,9	17,9	22,5	15,0	22,1
Производство машин и оборудования	14.14	75,4	42,4	29,4	42,6	64,1
Прочая промышленность	14.15	99,0	58,9	13,5	5,2	5,3
Прочие виды	14.16	401,8	339,1	546,0	798,8	456,0
Строительство	15	64,6	45,6	59,5	48,6	48,7
Транспорт и связь	16	252,4	287,1	292,6	212,2	266,3
Железнодорожный	16.1	82,289	123,139	96,552	1,104	1,256
Трубопроводный	16.2	1,993	3,989	0,001	0,000	0,000
Автомобильный	16.3	0	3,699	5,276	3,845	3,845
Прочий	16.4	31,551	20,249	62,180	216,569	35,150
Сфера услуг	17	1403,9	644,3	320,6	228,4	319,4
Население	18	2355,3	2424,3	2596,2	2838,0	2610,1
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья и на нетопливные нужды	19	3513,7	3503,7	3390,5	3702,8	4165,3

3. Основные направления развития электроэнергетики Тульской области на 2019–2023 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 2018-2024 годы.

«Региональный» – прогноз потребления электроэнергии и мощности, соответствующий прогнозу электропотребления в рамках проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы, при этом энергоблоки Щекинской ГРЭС с 2019 года выведены из эксплуатации.

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 2018–2024 годы, а сроки ввода электросетевых объектов – на основании расчетов электрических режимов.

При определении сценария развития региональной электроэнергетики по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности сроки ввода/вывода генерирующих объектов приняты в соответствии с информацией, представленной генерирующими компаниями, а сроки ввода электросетевых объектов – на основании расчетов электрических режимов.

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

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

проект схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2018–2024 годы;

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

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

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Источник информации
1. ПС 220 кВ Сталь	строительство ПС 220 кВ Сталь и ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь I цепь, ВЛ 220 кВ Металлургическая – Сталь II цепь	220 кВ / 63 МВА 220 кВ / 2х/80 МВА 220 кВ / 2х3 км	2018	проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 гг.
2. ПС 220 кВ Агрокомплекс	строительство ПС 220 кВ Агрокомплекс и ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС – Агрокомплекс	220 кВ / 250 МВА 220 кВ / 1х2 км	2018	проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 гг.
3. ПС 220 кВ ООО «ТК «Тульский»	строительство ПС 220 кВ ООО «ТК «Тульский» и заходов ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская с образованием ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС – ТК Тульский и ЛЭП 220 кВ Тула – ТК Тульский с отпайкой на ПС Яснополянская	220 кВ / 2х80 МВА 220 кВ / 2х1 км	2018	проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 гг.
4. ПС 220 кВ Гипсовая	строительство ПС 220 кВ Гипсовая и заходов ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Люторичи с образованием ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Гипсовая и ВЛ 220 кВ Гипсовая – Люторичи	220 кВ / 2х16 МВА 220 кВ / 0,5 км и 0,563 км	2018	проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 гг.

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Источник информации
5. ПС 220 кВ Северная	реконструкция с установкой АТ-3 220/110 кВ	220 кВ / 200 МВА	2022	проект СиПР ЕЭС России на 2018-2024 гг.
6. ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК	строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК и отпаяк от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайками, и ВЛ 110 кВ Протон – Заокская с отпайками	110 кВ / 2x16 МВА 2x0,23 км	2018, 2020	технические условия от 30.06.2017 на ТП энергопринимающих устройств ООО «ГРАНД-ПАРК»
7. ПС 110 кВ Ненашево	1. Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом на напряжение 110 кВ. 2. Строительство заходов ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск на ПС 110 кВ Ненашево с образованием двух ВЛ 110 кВ: ВЛ 110 кВ Ясногорск – Ненашево и ВЛ 110 кВ Ленинская – Ненашево	110 кВ	2023	-/-
8. ПС 110 кВ Хрипково	1. Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом на напряжение 110 кВ. 2. Реконструкция ВЛ 35 кВ Хрипково – Ненашево с переводом на напряжение 110 кВ. 3. Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Заокская для подключения ВЛ 110 кВ. 4. Реконструкция\ ВЛ 35 кВ Заокская – Хрипково с переводом на напряжение 110 кВ	110 кВ	2023	-/-

Наименование объекта	Наименование мероприятия	Характеристики (класс напряжения/ протяженность/ мощность, кВ/км/МВА)	Срок реализации	Источник информации
9. ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и двух ЛЭП 110 кВ Ушатово – АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	110 кВ / 2х100 МВА 2х1 км	2018	технические условия от 10.07.2017 на ТП энергопринимающих устройств АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»
10. ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	110 кВ / 59 км	2018	технические условия от 10.07.2017 на ТП энергопринимающих устройств АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»
11. ПС 110 кВ Карбамид	строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ Яснополянская – Карбамид	110 кВ / 2х60 МВА 2х3 км	2020	технические условия от 15.08.2017 на ТП энергопринимающих устройств ОАО «Щекиноазот»

Итоги участия генерирующих объектов электростанций Тульской области в конкурентном отборе мощности (КОМ) на период 2018-2021 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 2018-2021 годов

Участник оптового рынка	Наименование электростанции	Наименование генерирующего объекта	Тип турбины	Основной результат отбора заявки участника КОМ на 2018-2019 годы*	КОМ 2020 года**	КОМ 2021 года***
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	БЛ-8	К-225-12,8-4Р	ДПМ	ДПМ	ДПМ
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Черепетская ГРЭС	БЛ-9	К-225-12,8-4Р	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-11	К-200-130	Отобрана	Отобрана	Отобрана
ООО «Щекинская ГРЭС»	Щекинская ГРЭС	ТГ-12	К-200-130	Отобрана	Отобрана	Отобрана
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ТГ-4	Р-14-90/31	Отобрана	МВР по теплу	Отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ТГ-7	Р-32-90/13	Отобрана	МВР по теплу	Отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ГТ-8	PG9171E	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ПАО «Квадра»	Новомосковская ГРЭС	ПТ-9	SST PAC 600	ДПМ	ДПМ	ДПМ
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-2	ПР-12-90/15	Отобрана	МВР по теплу	Отказ от заполнения заявки
ПАО «Квадра»	Алексинская ТЭЦ	ТГ-3	Т-50-90/1,5	Не отобрана	Отказ от заполнения заявки	Отказ от заполнения заявки

Участник оптового рынка	Наименование электростанции	Наименование генерирующего объекта	Тип турбины	Основной результат отбора заявки участника КОМ на 2018-2019 годы*	КОМ 2020 года**	КОМ 2021 года***
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-4	ПР-25-90/10	МВР	Не отобрана	Не отобрана
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-5	ПР-25-90/10	МВР по теплу	МВР по теплу	МВР по теплу
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-6	ПТ-60-90/13	МВР по ЭЭ	МВР по ЭЭ	МВР по ЭЭ
ПАО «Квадра»	Ефремовская ТЭЦ	ТГ-7	П-50-130/13	МВР по теплу	МВР по теплу	МВР по теплу

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

** Указанное в таблице оборудование отнесено к МВР на 2020 год в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.07.2016 № 1619-р.

*** Указанное в таблице оборудование отнесено к МВР на 2021 год в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 31.07.2017 № 1646-р.

В таблице 3.3 приведен график набора нагрузки промышленных парков, крупных промышленных потребителей и объектов нового жилищного строительства на 2018-2023 годы, учитываемый в региональном прогнозе потребления электрической мощности и энергии энергосистемы Тульской области.

Таблица 3.3. График набора нагрузки промышленных парков, крупных промышленных потребителей и объектов нового жилищного строительства на 2018-2023 годы

Наименование промышленного парка, потребителя (местоположение)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Группа 1. Промышленные парки Тульской области						
1. Промышленный парк «Узловая», ОЭЗ ППТ «Узловая», Тульская обл., Узловский р-н, МО Каменецкое	13,9	43,4	50,6	73,6	82,9	100,0

Наименование индустриального парка, потребителя (местоположение)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
2. Территория проекта комплексного развития микрорайона «Новая Тула», Тула, Калужское шоссе, д. Нижняя Китаевка	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
	0,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Итого Группа 1, МВт	48,9	89,4	96,6	119,6	128,9	146,0
Группа 2. Крупные потребители Тульской области						
3. АО «НАК «Азот», г. Новомосковск, ул. Связи, 10	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0
4. ООО Тепличный комплекс «Тульский» Щекинский район, МО Ломинцевское, в р-не пос. Рудный	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
5. ООО «Тулачермет-Сталь», г. Тула, ул. Пржевальского	35,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
6. ОАО «Щекиноазот», Тульская область, Щекинский р-н, р.п. Первомайский, ул. Симферопольская, д. 19	0,0	0,0	40,0	40,0	40,0	40,0
7. ООО «Агрохолдинг «Суворовский», Щекинский р-н, г. Советск	54,0	107,9	215,8	215,8	215,8	215,8
8. АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова», г. Тула, ул. Щегловская засека, 31	15,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
9. ПАО «МРСК Центра и Приволжья» Тульская область, Ленинский, Алексинский, Заокский р-н	19,5	26,5	49,0	49,0	49,0	49,0
10. ПАО «МРСК Центра и Приволжья», Тульская область, Суворовский р-н	20,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
11. ПАО «МРСК Центра и Приволжья», Тульская область, г. Тула, Ленинский р-н	0,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
12. ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	0,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
13. ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК», Тульская область, г. Новомосковск, ул. Гражданская, 14	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
Итого Группа 2, МВт	329,8	534,7	705,1	705,1	705,1	705,1
Группа 3. Объекты нового жилищного строительства						
14. Жилой микрорайон «Петровский квартал», г. Тула, мкр. «Мясново»	0,2	1,2	6,2	6,2	6,2	6,2

Наименование индустриального парка, потребителя (местоположение)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
15. Жилой комплекс «Вертикаль», г. Тула, ул. Шухова	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
16. Жилой комплекс «Дворянский» по ул. Свободы в Советском районе г. Тулы	0,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17. Жилая застройка по Восточному обводу в Ленинском районе, расположенная по адресу: Ленинский р-н, 800 м севернее д. Малевка, ООО «Ин-Групп»	5,0	7,0	9,0	9,9	9,9	9,9
18. Коттеджный поселок, Ленинский район, д. Малевка, ООО «Ин-Групп»	3,0	4,0	5,0	5,0	5,0	5,0
19. Жилой микрорайон, Ленинский район, вблизи д. Малевка, ООО «Новый век»	5,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
20. Проектируемый поселок «Прудное» Ленинский район, д. Прудное (ООО «Паритет»)	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
21. Многоквартирные жилые дома в районе п. Молодежный Ленинского района	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
22. Жилой район «Северная Мыза», Ленинский район, д. Мыза, дом 19	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
23. Многоквартирные жилые дома в районе пос. Молодежный Ленинского района (ООО «АВРОРА-Грин»)	0,0	0,3	0,3	0,6	0,6	0,6
24. Жилой комплекс «Айсберг» в районе пос. Иншинский Ленинского района	0,0	0,2	0,2	0,8	0,8	0,8
25. Жилой район в северной части территории д. Мыза Ленинского района	0,0	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
26. Два многоквартирных жилых дома по ул. Генерала Маргелова (третий этап застройки жилого микрорайона по ул. Генерала Маргелова)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
27. Жилой комплекс по ул. Павшинский мост в Привокзальном районе г. Тулы	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
28. Жилой комплекс, г. Тула, Центральный район, 1-ый Юго-Восточный микрорайон	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
29. Жилой комплекс «Зеленстрой» и «Зеленстрой-2» г. Тулы	0,5	0,5	0,5	3,6	3,6	3,6

Наименование индустриального парка, потребителя (местоположение)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
30. Микрорайон комплексной застройки «Красные Ворота», г. Тула, ул. Ключевая, АО «Внешстрой»	0,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
31. Жилой комплекс «Солнечный» в Привокзальном районе г. Тулы, на пересечении ул. Макаренко и ул. Седова	0,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Итого Группа 3, МВт	29,0	41,7	49,7	54,6	54,6	54,6
Группа 4. Потребители Заокского энергорайона Тульской области						
32. ООО «ГРАНД-ПАРК» (электроустановки для электроснабжения базы отдыха, расположенной по адресу: Заокский р-н, вблизи д. Волковичи)	0,0	7,1	7,1	14,2	14,2	14,2
33. ООО «П и К современные технологии» (коттеджный поселок, Заокский р-он, д. Паршино)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
34. Участок под коттеджное строительство, расположенный по адресу: Заокский р-н, вблизи д. Новая)	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,5
35. Участок под коттеджное строительство, расположенный по адресу: Заокский р-н, 50 м западнее д. Новая)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2
36. КФХ (теплицы), расположенное по адресу: Заокский р-н, вблизи д. Пашково	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
37. ООО «Спектр» (база отдыха, расположенная по адресу: Московская область, Серпуховский район, д. Подмоклово)	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
38. Коттеджный поселок «Вестфалия», Заокский район, 550 м восточнее д. Крюково	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
39. ООО «Русские коммунальные системы», Заокский р-н, вблизи д. Паршино	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
40. Дачный поселок, Заокский район, вблизи д. Темьянь	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Наименование индустриального парка, потребителя (местоположение)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
41. Администрация муниципального образования Заокский район, строящийся детский сад, Заокский район, р.п. Заокский, проезд Саши Чекалина, участок 41	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
42. Коттеджный поселок «Волковичи», Заокский район, вблизи д. Волковичи	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
43. Торгово-развлекательное здание, Заокский район, дер. Малахово, ул. Магистральная, д.40	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
44. Лечебный профилакторий с инфраструктурой, Заокский район, вблизи д. Волковичи	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
45. ДНП «Велегож», коттеджный поселок «Заокские Пейзажи», Заокский район, вблизи д. Кошкино	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
46. Коттеджный поселок, Заокский район, вблизи д. Злобино	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
47. ООО «Русские коммунальные системы», дачные дома, Заокский район, вблизи с. Яковлево	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
48. ПАО «Тулачермет», Заокский район, база отдыха «Металлург»	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
49. ОАО торговая фирма «Ясногорская», складские сети и другие здания; Ясногорский район, г. Ясногорск, ул. П. Добрынина, д. 9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
50. Промышленная зона, Заокский район, пос. Заокский, Нечаевское шоссе, д. 4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
51. ООО «Промдизайн», база отдыха, Заокский район, база отдыха «Зеленая роща»	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
52. Коттеджный поселок, Алексинский р-н, вблизи д. Н.Ламоново и д. Мясоедово	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
53. Коттеджный поселок, Заокский район, 800 метров восточнее п. Яковлевский, уч. 4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
54. СНТ «Приокское», Заокский р-н, д. Костино	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Наименование индустриального парка, потребителя (местоположение)	График набора нагрузки по годам нарастающим итогом, МВт					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
55. ООО «Фермерский рынок», электроустановки для электроснабжения завода по переработке овощей, Заокский р-н, вблизи д. Панькино, уч. 123	3,0	3,0	4,9	4,9	4,9	4,9
56. ООО «Фермерский рынок», электроустановки для электроснабжения строительной площадки, расположенной по адресу: Заокский район, вблизи д. Панькино, уч. 123	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Итого Группа 4, МВт	14,1	21,2	23,1	30,7	30,9	30,9
Суммарные показатели набора нагрузки Тульской энергосистемы	421,8	687,0	874,5	909,9	919,4	936,5

Примечание: в расчетных моделях по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности нагрузка учтена с понижающими коэффициентами.

3.2. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность по Тульской области на 2019-2023 годы

Базовый вариант прогноза спроса на электроэнергию и мощность соответствует прогнозу электропотребления в рамках проекта схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы. По базовому варианту прогнозного спроса потребление электроэнергии по энергосистеме Тульской области к 2023 году оценивается на уровне 11,824 млрд кВт ч при среднегодовых темпах прироста за прогнозный период 3,09%. Прирост электропотребления в 2023 году относительно 2017 года может составить 20%.

Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2018-2023 годы представлен в таблице 3.4.

Таблица 3.4. Базовый прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2018-2023 годы

Показатель	Факт	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2018-2023 годы, %
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Электропотребление, млрд кВт·ч	9,851	9,903	10,209	11,103	11,365	11,702	11,824	
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	-1,14	0,53	3,09	8,76	2,36	2,97	1,04	3,09

Рост электропотребления обусловлен как реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются в основном к 2020 году, так и увеличением заявок новых потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

Базовый прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2019-2023 годы с распределением по энергорайонам представлен в таблице 3.5.

Таблица 3.5. Базовый прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2019-2023 годы

Энергорайон	Год/Мощность, МВт				
	2019	2020	2021	2022	2023
Тульский	560	561	565	564	566
Заокский	108	111	113	113	114
Суворовский	105	107	106	108	108
Люторици и Бегичево	41	42	37	42	42
Щекинский	470	583	586	595	606
Новомосковский	435	434	437	441	447
Ефремовский	100	99	100	101	101
Общее потребление (собственный максимум)	1819	1937	1944	1964	1984

В таблице 3.6 представлена величина расчетной мощности потребителей, учтенная в базовом прогнозе спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области (данная величина получена путем умножения заявленной мощности потребителей на понижающие коэффициенты).

Таблица 3.6. Расчетная мощность потребителей, учтенная в базовом прогнозе спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области, МВт

Наименование потребителя	Оценка	Прогноз					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Расширение действующих предприятий, нарастающим итогом, млн кВт ч							
ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	400	600	600	700	750	850	880
ОАО «Щекиноазот»	670	823	823	876	957	963	963
Новые перспективные потребители в соответствии с договорами на технологическое присоединение, нарастающим итогом, МВт							
ООО «Ревякинский металлургический комбинат»	5,5	5,5	6	12	14	14	14

Наименование потребителя	Оценка	Прогноз					
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
АО «Корпорация развития Тульской области»	15	48,1	57,6	71,7	74,8	83,9	84,4
ООО «Агрохолдинг «Суворовский»	-	54	107,9	215,8	215,8	215,8	215,8
Тепличный комплекс «Тульский»	-	80	150	150	150	150	150

Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2018-2023 годы представлен в таблице 3.7.

Таблица 3.7. Региональный прогноз спроса на электрическую энергию по энергосистеме Тульской области на 2018-2023 годы

Показатель	Прогноз						Среднегодовой прирост за 2018-2023 годы, %
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
Электропотребление, млрд кВт·ч	9,903	10,209	11,103	11,365	11,702	11,824	
Среднегодовой темп прироста электропотребления, %	0,53	3,09	8,76	2,36	2,97	1,04	3,09

Региональный прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2019-2023 годы с распределением по энергорайонам представлен в таблице 3.8.

Таблица 3.8. Региональный прогноз спроса на электрическую мощность по энергосистеме Тульской области на 2019-2023 годы

Энергорайон	Год/Мощность, МВт				
	2019	2020	2021	2022	2023
Тульский	760	768	773	773	773
Заокский	164	188	196	196	196
Суворовский	175	175	175	175	175
Люторичи и Бегичево	84	92	115	124	141
Щекинский	470	583	586	595	606
Новомосковский	435	434	437	441	447
Ефремовский	100	99	100	101	101
Общее потребление (собственный максимум)	1819	1937	1944	1964	1984

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 2023 году относительно 2017 года составит около 435 МВт.

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

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

Таблица 3.9. Мощность нагрузки крупных потребителей в Тульской энергосистеме

Наименование потребителя	Максимум потребления, МВт					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
АО «НАК «Азот»	139,0	137,0	138,0	135,0	136,0	136,0
ООО «ТУЛАЧЕРМЕТ-СТАЛЬ»	35,0	70,0	70,0	70,0	70,0	70,0
ОАО «Щекиноазот»	74,9	77,2	77,3	77,3	77,3	77,3
ПАО «Тулачермет»	70,0	77,0	92,0	109,0	111,0	111,0
ООО «Каргилл»	32,0	32,0	34,0	36,0	38,0	40,0
ПАО «Косогорский металлургический завод»	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1	17,1
ООО «Проктер энд Гэмбл - Новомосковск»	18,0	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5
АО «Тулатеплосеть»	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7	30,7
АО «Тяжпромарматура»	10,5	11,0	11,0	11,0	11,0	11,5
ОАО «Пластик»	7,5	8,0	9,0	9,0	9,0	9,0
АО «Полема»	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
АО АК «Туламашзавод»	17,0	17,5	18,0	18,0	19,0	19,0
АО «Тульский патронный завод»	8,2	8,2	8,2	8,4	8,4	8,4
ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	6,2	7,0	8,1	8,4	8,4	8,4

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

3.3. Перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Тульской области на 2019-2023 годы

Перспективный баланс мощности энергосистемы Тульской области на период до 2023 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности представлен в таблице 3.10.

Таблица 3.10. Перспективный баланс мощности энергосистемы Тульской области в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности на 2018-2023 годы

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности						
Установленная мощность электростанций, МВт	1607,15	1607,15	1582,15	1524,15	1524,15	1524,15
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	400	400	400	400	400
Алексинская ТЭЦ	127	127	127	115	115	115
Ефремовская ТЭЦ	160	160	135	135	135	135
Новомосковская ГРЭС	233,65	233,65	233,65	187,65	187,65	187,65
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24	24
Первомайская ТЭЦ филиала ОАО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105	105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6	6
Потребление мощности, МВт	1582	1819	1937	1945	1964	1984
Выработка электроэнергии, всего, млрд кВт·ч	5,565	5,949	5,916	5,932	5,939	6,012
Электропотребление, млрд кВт·ч	9,903	10,209	11,103	11,365	11,702	11,824
Сальдо перетоков электрической энергии, млрд кВт·ч	4,338	4,260	5,187	5,433	5,763	5,812
Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности						
Установленная мощность электростанций, МВт	1636,15	1236,15	1149,15	1181,15	1181,15	1181,15

Показатель	2018	2019	2020	2021	2022	2023
в том числе по станциям:						
Черепетская ГРЭС	450	450	450	450	450	450
Щекинская ГРЭС	400	0	0	0	0	0
Алексинская ТЭЦ	156	156	115	115	115	115
Ефремовская ТЭЦ	160	160	160	160	160	160
Новомосковская ГРЭС	233,65	233,65	187,65	187,65	187,65	187,65
ТЭЦ ПАО «Тулачермет»	101,5	101,5	101,5	133,5	133,5	133,5
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	24	24	24	24	24	24
Первомайская ТЭЦ филиала ОАО «Щекиноазот»	105	105	105	105	105	105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	6	6	6	6	6	6
Потребление мощности, МВт	1582	1819	1937	1945	1964	1984
Выработка электроэнергии, всего, млрд кВт·ч	6,720	6,033	5,704	5,902	5,867	5,867
Электропотребление, млрд кВт·ч	9,903	10,209	11,103	11,365	11,702	11,824
Сальдо перетоков электрической энергии, млрд кВт·ч	3,183	4,176	5,399	5,463	5,835	5,957

Сведения о производстве электрической энергии по данным генерирующих компаний Тульской области на период до 2023 года, учтенные в рамках регионального прогнозного баланса мощности энергосистемы Тульской области на период до 2023 года, представлены в таблице 3.11.

Таблица 3.11. Производство электрической энергии на 2018-2023 годы по данным генерирующих компаний Тульской области, млн кВт·ч

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1. Филиал ПАО «Квадра» - «Центральная генерация», всего:	2007,9	2293,4	1996,9	1996,9	1996,9	1996,9
1.1. Ефремовская ТЭЦ	225,1	226,6	238,7	238,7	238,7	238,7
1.2. Алексинская ТЭЦ существующая часть	87,1	23,3	0	0	0	0
1.3. Алексинская ТЭЦ (ПГУ-115)	442,6	808,8	813,6	813,6	813,6	813,6
1.4. Новомосковская ГРЭС существующая часть	35,9	22,1	0	0	0	0
1.5. Новомосковская ГРЭС (ПГУ-190)	1217,2	1212,6	944,6	944,6	944,6	944,6
2. ООО «Щекинская ГРЭС»	977,4	0	0	0	0	0
3. Филиал АО «Интер РАО Электрогенерация» «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина»	2381,6	2322,1	2264	2207,4	2152,2	2152,2

Наименование	2018	2019	2020	2021	2022	2023
3.1. ЧГРЭС (существующая часть)	2381,6	2322,1	2264	2207,4	2152,2	2152,2
3.2. ЧГРЭС (новые блоки 2x225 МВт)						
4. ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	600	665	690	945	965	965
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	150	150	150	150	150	150
6. Электростанции ОАО «Щекиноазот», всего:	602,8	602,8	602,8	602,8	602,8	602,8
6.1. Первомайская ТЭЦ	553,8	553,8	553,8	553,8	553,8	553,8
6.2. ТЭЦ Ефремовского филиала	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0
Итого производство электрической энергии	6719,7	6033,3	5703,7	5902,1	5866,9	5866,9

3.4. Расчеты электрических режимов сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2019-2023 годы

С целью выявления возможности возникновения токовых перегрузок элементов сети и отклонений от допустимого уровня напряжений на шинах подстанций в Тульской энергосистеме выполнены серии расчетов установившихся режимов, возникающих после аварийных отключений элементов сети, как при нормальной конфигурации сети, так и в ремонтных схемах. Для перспективных этапов 2019–2023 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 30.06.2003 № 277, для режима зимних максимальных нагрузок рабочего дня, режима летних максимальных нагрузок рабочего дня на пятилетний период для каждого года и сценариев развития региональной электроэнергетики, соответствующих базовому и региональному прогнозам потребления электроэнергии и мощности.

В расчётных схемах на этапе 2019–2023 годов для сценария развития электроэнергетики Тульской области, соответствующего базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности, принят следующий состав генерирующего оборудования:

- 1) для режима зимних максимальных нагрузок:
 Черепетская ГРЭС: блок 8 - 225 МВт; блок 9 - 225 МВт;
 Щекинская ГРЭС: блок 1 - 200 МВт; блок 2 - 200 МВт;
 Алексинская ТЭЦ: ТГ-2 - 12 МВт, ПГУ-1 – 115 МВт;
 Ефремовская ТЭЦ: ТГ-6 - 60 МВт, ТГ-7 - 32 МВт;

Первомайская ТЭЦ: ТГ-1 - 21,4 МВт; ТГ-3 - 16,4 МВт; ТГ-4 - 11,9 МВт; ТГ-5 - 26,1 МВт;

Новомосковская ГРЭС: ПГУ-190 – 187,65 МВт;

Электростанции промышленных предприятий (ПАО «КМЗ», ПАО «Тулачермет»): 64,5 МВт.

Суммарная генерация составляет 1415,15 МВт.

2) для режима летних максимальных нагрузок:

Черепетская ГРЭС: блок 8 - 225 МВт; блок 9 - 225 МВт;

Щекинская ГРЭС: блок 1 - 200 МВт; блок 2 - 200 МВт;

Алексинская ТЭЦ: ПГУ-1 – 115 МВт;

Ефремовская ТЭЦ: ТГ-6 - 60 МВт, ТГ-7 - 11 МВт;

Новомосковская ГРЭС: ПГУ-190 - 187,65 МВт;

Первомайская ТЭЦ: ТГ-1 - 14,6 МВт; ТГ-3 - 22 МВт; ТГ-4 - 24,2 МВт;

электростанции промышленных предприятий (ПАО «КМЗ», ПАО «Тулачермет»): 44,8 МВт

Суммарная генерация составляет 1350,25 МВт.

Перегружаемые элементы на период 2019-2023 годов, а также процент их максимальной загрузки с описанием режима, в котором она наблюдалась, представлены в таблицах 3.12 и 3.13. Анализ режимов не выявил снижения напряжения на подстанциях электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области.

Следует отметить, что возможные перегрузки элементов, а также недопустимые снижения напряжения, выявленные в режимах аварийных отключений в нормальной схеме на период зимнего и летнего максимума, а также выявленные в режимах аварийных отключений в ремонтных схемах на период летнего максимума нагрузки, требуют применения схемно-режимных мероприятий.

С учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных нагрузок 2019-2023 годов возникает перегрузка:

на ПС 220 кВ Химическая выключателя 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая (МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая). Наибольшая нагрузка составляет 108% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1.

С учётом запланированного роста нагрузок по базовому прогнозу электропотребления и мощности в режимах летних максимальных нагрузок 2019-2023 годов возникают перегрузки:

ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная при выводе в ремонт АТ-1(2) ПС 220 кВ Северная при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Щекинская

ГРЭС – Северная № 2 с отпайкой на блок 2 или ВЛ 220 кВ Щекинская
 ГРЭС – Бегичево с отпайкой на блок 1 токовая нагрузка указанной ВЛ
 составляет 135,6% от длительно допустимого тока (380 А).

В расчётных схемах на этапе 2019–2023 годов для сценария развития
 электроэнергетики Тульской области, соответствующего региональному
 прогнозу потребления электроэнергии и мощности, принят следующий
 состав генерирующего оборудования:

- 1) для режима зимних максимальных нагрузок:
 Черепетская ГРЭС: Блок-8 - 225 МВт; Блок-9 - 225 МВт;
 Алексинская ТЭЦ: ПГУ-1 – 115 МВт;
 Ефремовская ТЭЦ: ТГ-5 - 9,7 МВт, ТГ-6 - 60 МВт, ТГ-7 - 32 МВт;
 Новомосковская ГРЭС: ПГУ-190 - 187,65 МВт;
 Первомайская ТЭЦ: ТГ-1 - 21,4 МВт; ТГ-3 - 16,4 МВт; ТГ-4 - 11,9 МВт;
 ТГ-5 - 26,1 МВт;

электростанции промышленных предприятий: 117 МВт.

Суммарная генерация составляет 1047,15 МВт.

- 2) для режима летних максимальных нагрузок:

Черепетская ГРЭС: Блок-8 - 225 МВт; Блок-9 - 225 МВт;

Алексинская ТЭЦ: ПГУ-1 – 115 МВт;

Ефремовская ТЭЦ: ТГ-6 - 60 МВт, ТГ-7 - 11 МВт;

Новомосковская ГРЭС: ПГУ-190 - 187,65 МВт;

Первомайская ТЭЦ: ТГ-1 - 14,6 МВт; ТГ-3 - 22 МВт; ТГ-4 - 24,2 МВт;

электростанции промышленных предприятий: 97,8 МВт.

Суммарная генерация составляет 982,25 МВт.

С учетом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу
 электропотребления и мощности в режимах зимних максимальных нагрузок
 в нормальной схеме на всем расчетном периоде наблюдается перегрузка
 следующих элементов:

- 1) на ПС 220 кВ Химическая выключателя 2 СШ ВЛ 220 кВ
 Каширская ГРЭС – Химическая (МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС –
 Химическая). Наибольшая токовая нагрузка составляет 116,5% от длительно
 допустимого тока (1000 А);

- 2) на ПС 220 кВ Химическая выключателя 2 СШ ВЛ 220 кВ
 Каширская ГРЭС – Химическая (МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС –
 Химическая). Наибольшая токовая нагрузка составляет 144,8% от длительно
 допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении 2 СШ
 ПС 220 кВ Тула;

- 3) ВЛ 220 кВ Северная – Химическая. Наибольшая токовая нагрузка
 указанной ВЛ составляет 106,5% от длительно допустимого тока (1219 А)

при температуре наружного воздуха минус 5 °С и имеет место при аварийном отключении 2 СШ ПС 220 кВ Тула;

4) на ПС 220 кВ Химическая ВЛ 220 кВ Северная – Химическая (МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая). Наибольшая токовая загрузка составляет 129,1 % от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении 2 СШ ПС 220 кВ Тула;

5) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская наибольшая токовая загрузка указанной ВЛ составляет 106,5% от длительно допустимого тока (1064 А при температуре наружного воздуха минус 5 °С) и имеет место при отключении АТ-9 500/220 кВ на ПС 500 кВ Новокаширская;

6) на ПС 500 кВ Михайловская ЭВ ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская. Наибольшая токовая загрузка составляет 111,3% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении АТ-9 500/220 кВ на ПС 500 кВ Новокаширская;

7) АТ-9 500/220 кВ на ПС 500 кВ Новокаширская. Наибольшая токовая загрузка составляет 112,8% от длительно допустимого тока (577 А).

С учетом запланированного роста нагрузок по региональному прогнозу электропотребления и мощности в режимах летних максимальных нагрузок в ремонтных схемах наблюдается перегрузка следующих элементов:

1) на ПС 220 кВ Химическая ВЛ 220 кВ Северная – Химическая (МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая). Наибольшая токовая загрузка составляет 105,9% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи;

2) ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная. Наибольшая токовая загрузка указанной ВЛ составляет 157 % от длительно допустимого тока (450 А) и имеет место при аварийном отключении АТ-1 на ПС 220 кВ Северная в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Северная – Химическая;

3) ВЛ 110 кВ Ушаково – Люторичи. Наибольшая токовая загрузка указанной ВЛ составляет 103,8% от длительно допустимого тока (380 А) и имеет место при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Северная – Химическая в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи.

Анализ токовых нагрузок электрической сети энергосистемы Тульской области в рамках базового и регионального прогнозов потребления электроэнергии и мощности приведен в таблицах 3.12 и 3.13.

Таблица 3.12. Анализ перегрузок электрической сети энергосистемы Тульской области по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности

Базовый прогноз потребления электроэнергии и мощности								
Зимний максимум нагрузок								
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети		Загрузка, %/год				
				2019	2020	2021	2022	2023
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая (на ПС 220 кВ Химическая)	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегицево с отпайкой на блок 1	-	100,2	105,4	103,8	108
Летний максимум нагрузок								
1. ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Северная	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-2 ПС 220 кВ Северная	135,6	135,6	136,1	102,2	102,7
2. ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Северная	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 2 с отпайкой на блок 2	115,1	115,1	116,1	106,1	106,4
3. ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Северная	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегицево с отпайкой на блок 1	114,7	114,7	115,8	105,5	105,9

Таблица 3.13. Анализ перегрузок электрической сети энергосистемы Тульской области по региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности								
Зимний максимум нагрузок								
Перегружаемый элемент	Схемы сети	Отключаемые элементы сети	Загрузка, %/год					
			2019	2020	2021	2022	2023	
1. МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая (на ПС 220 кВ Химическая)	Нормальная	-	-	104	110	114,1	112,1	116,5
	Нормальная	-	2 СШ ПС 220 кВ Тула	125,8	137,6	141,5	140,2	144,8
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи	118,8	126,8	131,4	129,3	134,3
	Нормальная	-	АТ-9 500/220 на ПС 500 кВ Новокаширская	-	-	102,5	-	104,7
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ	105,3	111,5	115,5	113,7	117,8
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Тула	115,8	124,7	128,2	127,2	130,9
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	115,9	124,2	128,3	126,6	131,1
	Нормальная	-	2 СШ 220 кВ Щекинская ГРЭС	104	110	114	112,1	116,5
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная № 2 с отпайкой на блок 2	-	-	101,2	-	103,5
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	114,3	122,6	127,3	125	129,7

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности									
3.	ВЛ 220 кВ Северная – Химическая	Нормальная	-	-	-	-	-	101,1	
		Нормальная	-	2 СШ ПС 220 кВ Тула	111,2	100,5	126,2	124,6	129,1
		Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи	104,5	-	116,5	-	119
		Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ	-	-	100,5	-	102,5
		Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Тула	101,3	-	113	11,7	115,4
		Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	101,5	-	113,1	111,1	115,6
		Нормальная	-	2 СШ 220 кВ Щекинская ГРЭС	-	-	-	-	101,1
		Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	-	-	112,2	109,6	114,3
4.	МВ ВЛ 220 кВ Северная – Химическая (на ПС 220 кВ Химическая)	Нормальная	-	-	-	-	-	101,1	
		Нормальная	-	2 СШ ПС 220 кВ Тула	111,2	122,5	126,1	124,6	129,1
		Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи	104,5	112,1	116,5	114	119
		Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ	-	-	100,5	-	102,4
		Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Тула	101,2	109,7	113	111,7	115,3
		Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	101,4	109,2	113,1	111,1	115,5

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности								
	Нормальная	-	2 СШ 220 кВ Щекинская ГРЭС					101,1
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1		107,8	112,2	109,6	114,2
5.	Нормальная	-	2 СШ ПС 220 кВ Тула			107,5	108,9	108,9
	Нормальная	-	АТ-9 500/220 на ПС 500 кВ Новокаширская			109,5	110,4	111,3
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Тула			101,4	102,9	102,4
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская			100,5	101,7	101,6
6.	Нормальная	-	2 СШ ПС 220 кВ Тула		102,8	102,5	104,2	103
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская		112,2	111,9	113,2	112,8
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ				100,6	
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Тула		101,2	101	102,4	101,3
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская				100,2	

Региональный прогноз потребления электроэнергии и мощности									
	Нормальная	-	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Химическая		105,8	105,9	107,1	106,4	
	Нормальная	-	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Северная			101,9	101	104,7	
Летний максимум нагрузок									
1.	МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая (на ПС 220 кВ Химическая)	Ремонтная	2 СШ ПС 220 кВ Тула	ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи		101,5	102,8	104,8	105,9
		Ремонтная	2 СШ ПС 220 кВ Тула	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1			100,3	102,2	103,4
		Ремонтная	2 СШ ПС 220 кВ Тула	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ				100,9	101,9
2.	ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС - Северная	Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	АТ-2 ПС 220 кВ Северная	123,8	124,5	125,1	126,3	126,7
		Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная № 2 с отпайкой на блок 2	113,5	114,5	115,2	116,5	116,8
		Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отпайкой на блок 1	118,1	119,4	120,3	121,8	122,3
		Ремонтная	АТ-1 ПС 220 кВ Северная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	150,7	152,8	154,3	155,8	157
3.	ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	Ремонтная	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи			100,6	102,2	103,8

3.5. Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2023 года

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

3.5.1. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Тульской области на период до 2023 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Ефремовский энергорайон

Ефремовский энергорайон связан с Тульской энергосистемой по одной ВЛ 220 кВ Бегичево – Звезда и трем транзитным: ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отп., ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отп. и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево с отп.

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

Установленная мощность Ефремовской ТЭЦ составляет 160 МВт.

Результаты расчётов электроэнергетических режимов показали, что на этапе 2019-2023 годов с учетом работы турбоагрегатов ст. № 5, 6 и 7 ПП «Ефремовская ТЭЦ» филиала ПАО «Квадра» «Центральная генерация» параметры послеаварийных режимов находятся в области допустимых значений.

Самой тяжелой ситуацией для Ефремовского энергоузла является аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Звезда и ремонт ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайкой на ПС Турдей в режиме летнего максимума нагрузки 2023 года для базового варианта прогнозного баланса. Из анализа результатов этого расчета следует, что для обеспечения электроснабжения потребителей энергорайона необходимо, чтобы на Ефремовской ТЭЦ находился в работе ТГ-6 (60 МВт).

Тульский энергорайон

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

Рост нагрузки обусловлен реализацией инвестиционных проектов крупных предприятий, которые планируются на перспективу до 2023 года, а также увеличением электропотребления в соответствии с заявками потребителей на технологическое присоединение энергопринимающих устройств к электрическим сетям.

В соответствии с утвержденными техническими условиями помимо жилищного строительства планируется подключение нагрузки крупных промышленных потребителей (ООО «Тулачермет-Сталь» (70 МВт) и АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова» (21 МВт)).

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ООО «Тулачермет-Сталь» планируется строительство ПС 220 кВ Сталь и сооружение двух ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь I цепь и ВЛ 220 кВ Metallургическая - Сталь II цепь.

Учитывая, что схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая является ненадежной, рекомендуется реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая в соответствии с типовой схемой № 220-9Н или № 220-13 (окончательное решение о выборе схемы РУ 220 кВ должно приниматься на стадии конкретного проектирования).

Результаты расчетов установившихся режимов зимних и летних максимальных нагрузок на период 2019-2023 годов, возникающих после аварийных возмущений в сети 110 кВ и выше в нормальной схеме сети, аварийной схеме сети, ремонтно-аварийной схеме, показали, что токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено. Уровни напряжения на шинах 110 и 220 кВ находится в допустимых пределах.

Щекинский и Новомосковский энергорайоны

В настоящее время ПС 220 кВ Химическая и ПС 220 кВ Северная являются центрами питания крупных промышленных потребителей в энергорайоне.

Результаты расчетов установившихся режимов зимних и летних максимальных нагрузок на период 2019-2023 годов, возникающих после аварийных возмущений в сети 110 кВ и выше в нормальной схеме сети, показали, что токовых перегрузок электросетевого оборудования не

выявлено. Уровни напряжения на шинах 110 и 220 кВ находятся в допустимых пределах.

При аварийных отключениях в зимний максимум нагрузки на период 2019-2023 годов выявлена перегрузка выключателя 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая (МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая). Наибольшая загрузка составляет 108% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой на блок 1.

В соответствии с рекомендациями работы по схеме внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «Агрохолдинг «Суворовский» для предотвращения выявленных токовых перегрузок МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая в качестве временного решения рекомендуется установка устройства АОПО на МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая, действующего на отключение МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая. При отключении МВ 1 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая происходит деление сети 220 кВ. Исходя из вышеизложенного, для надежного электроснабжения потребителей энергосистемы Тульской области рекомендуется замена выключателя 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая.

При аварийных отключениях АТ-1 (2) ПС 220 кВ Северная в схеме ремонта АТ-2 (1) ПС 220 кВ Северная возникает превышение длительно допустимого тока замыкаемой в транзит ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная до 136% от величины ДДТН.

Выявленные токовые перегрузки ликвидируются подготовкой ремонтной схемы АТ-1 (2) ПС 220 кВ Северная с замыканием в транзит ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная и переводом части нагрузки ПС 220 кВ Северная объемом порядка 10-30 МВт на ПС 220 кВ Химическая. Кроме того, рекомендуется строительство АТ-3 ПС 220 кВ Северная.

Результаты расчётов электроэнергетических режимов на этапе 2019-2023 годов показали, что при аварийных отключениях ВЛ 220 кВ Северная – Химическая в схеме ремонта АТ-1 (2) ПС 220 кВ Северная возникает превышение длительно допустимого тока замыкаемой в транзит ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная до 102,5% от величины ДДТН.

Выявленные токовые перегрузки ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная ликвидируются путем размыкания ШСВ 110 кВ на Новомосковской ГРЭС.

Режим работы Щекинской ГРЭС

В базовом варианте прогнозного баланса вывода блоков Щекинской ГРЭС не предусматривается. В соответствии с решением протокола № 19 от 21.03.2018 заседания комиссии по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Тульской области на 2019–2023 годы для варианта базового сценария развития энергосистемы Тульской области дополнительно рассмотрены режимы работы энергосистемы с учетом работы одного блока на Щекинской ГРЭС.

Анализ результатов расчета электроэнергетических режимов показал, что для обеспечения прироста нагрузки потребителей энергосистемы Тульской области в работе с 2019 года должны находиться не менее 2 энергоблоков (400 МВт) в период зимнего максимума нагрузок и не менее 1 энергоблока (200 МВт) в период летнего максимума нагрузок.

Заокский энергорайон

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

По данным филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» на 01.01.2018 на Алексинской ТЭЦ в работе находятся ТГ-2 установленной мощностью 12 МВт и ТГ-3 установленной мощностью 50 МВт.

На ПС 220 кВ Шипово установлен один АТ 220/110/10 кВ (АТ-2) мощностью 125 МВА, введенный в эксплуатацию в 1989 году.

В дни контрольных замеров 20.12.2017 (18-00) и 21.06.2017 (10-00) загрузка АТ-2 на ПС 220 кВ Шипово составляла 59 МВА и 21 МВА соответственно.

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

В таблице 3.14 приведена загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера за 2012-2016 годы.

Таблица 3.14. Загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в дни контрольного замера за 2012-2016 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	%
Лето максимум нагрузки	20.06.2012	59,9	59,3	8,9	48	отключен			
	19.06.2013	55	54,5	8,1	44	отключен			
	18.06.2014	17,9	17,7	2,5	14	17,9	17,7	2,5	14
	17.06.2015	56,2	55,7	7,7	45	отключен			
	15.06.2016	18,6	17,6	6,2	15	18,6	17,6	6,2	15
Зима максимум нагрузки	29.12.2012	25,7	25,1	5,5	20	25,7	25,1	5,5	20
	18.12.2013	20,2	19,5	5,2	16	20,2	19,5	5,2	16
	17.12.2014	19,3	19,2	1,7	15	19,3	19,2	1,7	15
	16.12.2015	29,7	29,6	2,6	24	29,7	29,6	2,6	24
	21.12.2016	25,6	25,4	3,2	20	25,6	25,4	3,2	20

Анализ представленных данных показал, что загрузка АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Протон в режимные дни зимних замеров составляла не более 25% от установленной мощности АТ. В летние дни контрольных замеров при работе двух АТ 220/110 кВ загрузка АТ-1 и АТ-2 составляла не более 15% от установленной мощности АТ.

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 установившихся режимов проводились для режимов зимних и летних максимальных нагрузок рабочего дня на этапе 2019-2023 годов.

Суммарные сведения об объемах технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей в соответствии с реализованными и действующими договорами на технологическое присоединение (ДТП) максимальной мощностью 5 МВт и менее представлены в таблице 3.15.

Таблица 3.15. Объем договоров на технологическое присоединение до 5 МВт в Заокском энергорайоне

Наименование подстанции	Установленная мощность, МВА	Действующие договоры на технологическое присоединение		Исполненные договоры на технологическое присоединение	
		шт.	МВт	шт.	МВт
ПС 35 кВ Хрипково	2x2,5	304	5,27	357	5,49
ПС 110 кВ Заокская	2x16	2450	41,42	2601	40,73
ПС 110 кВ Яковлево	2x10	621	13,75	820	12,88
ПС 35 кВ Ненашево	1x4, 1x10	550	9,79	661	16,11

В связи с необходимостью обеспечения прироста нагрузки по исполненным договорам на технологическое присоединение, а также исполнения обязательств по заключенным договорам, включая льготные категории заявителей, целесообразно реконструкцию сети 110 кВ Заокского энергорайона выполнить в два этапа:

Первый этап:

1) реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов 2x16 МВА на трансформаторы 2x40 МВА (Т-1 в 2019 году, Т-2 в 2020 году);

2) строительство отпайки ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск с заходами на ПС 110 кВ Заокская. Участок от точки врезки отпайки к ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск до ПС 35 Ненашево (без захода на ПС 35 кВ Ненашево) выполнить в двухцепном исполнении, но с подвесом одной цепи), 2018 год ПИР, 2019-2020 годы СМР.

Второй этап:

3) реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом питания на 110 кВ с заменой двух трансформаторов 4 МВА и 10 МВА на трансформаторы 2x25 МВА, 2018-2019 годы ПИР, 2021-2022 годы СМР;

4) реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом питания на 110 кВ с заменой трансформаторов 2x2,5 МВА на трансформаторы 2x10 МВА, 2022 год ПИР, 2023 год СМР;

5) реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск с отпайкой на ПС 110 кВ Заокская с подвесом второй цепи и строительством заходов на ПС 110 кВ Ненашево с образованием ВЛ 110 кВ Ненашево – Ясногорск, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ненашево, ВЛ 110 кВ Ненашево – Заокская 2020 год, ПИР, 2021-2022 годы СМР;

б) реконструкция ВЛ 110 кВ Ненашево – Заокская с сооружением заходов на ПС 110 кВ Хрипково и образованием ВЛ 110 кВ Ненашево – Хрипково и ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково, 2022 год ПИР, 2023 год СМР.

Участок схемы электрической сети 35-110 кВ Заокского энергорайона после реконструкции представлен на рисунке 3.5.1.

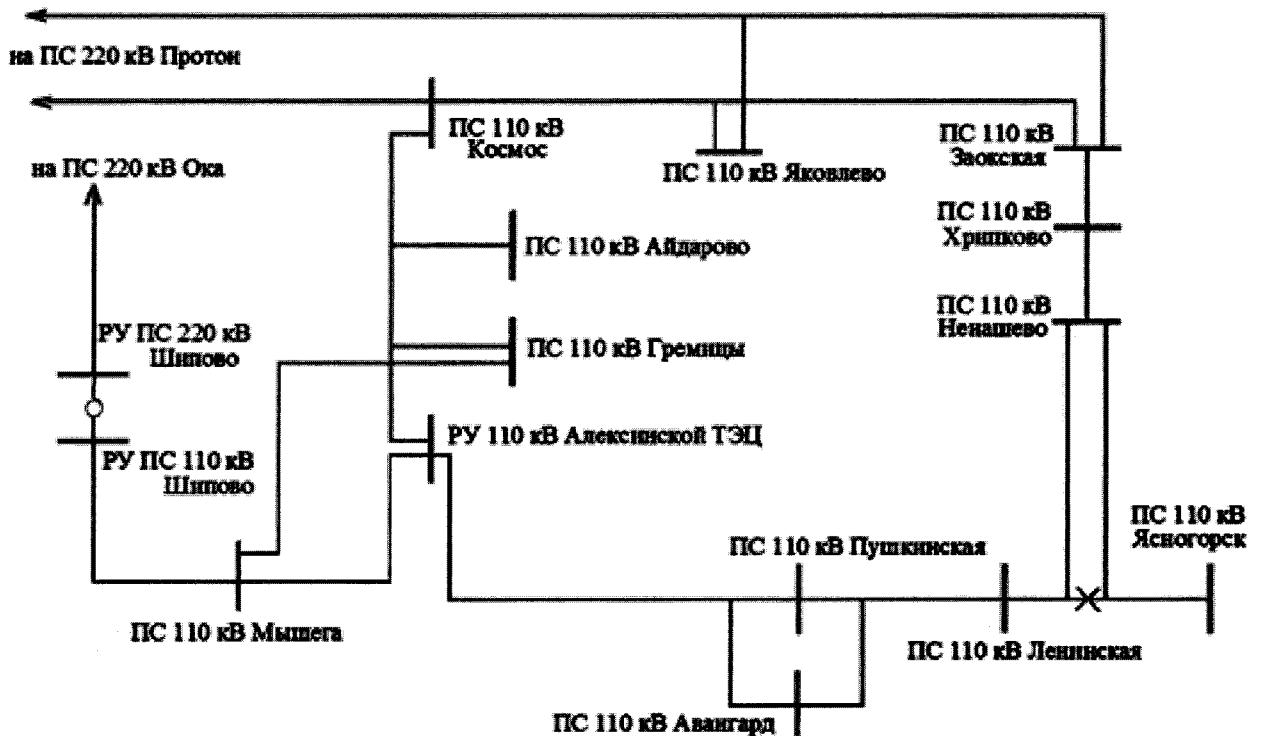


Рисунок 3.5.1. Участок сети 35-110 кВ Заокского энергорайона после реконструкции

После реализации мероприятий первого этапа реконструкции сети отпадает необходимость реализации предусмотренных техническими условиями на технологическое присоединение ООО «ГРАНД-ПАРК» мероприятий по реконструкции сети, соответствующих предлагаемому второму этапу реконструкции сети (перевод ПС 35 кВ Ненашево и Хрипково на напряжение 110 кВ).

Целесообразность реконструкции сети по второму этапу обусловлена необходимостью устранения перегрузок в сети 35 кВ с учётом присоединения потребителей, объем договоров на технологическое присоединение которых приведен в таблице 3.15.

На ПС 35 кВ Ненашево установлены два силовых трансформатора мощностью 4 и 10 МВА. Текущий резерв в режиме N-1 составляет

0,46 МВА. Дефицит, с учетом действующих и исполненных договоров на ТП составляет 28,15 МВА. На ПС 35 кВ Хрипково установлены два силовых трансформатора по 2,5 МВА. Текущий резерв в режиме N-1 составляет 0,36 МВА. Дефицит, с учетом действующих и исполненных договоров на ТП составляет 11,68 МВА.

Во избежание повреждения обмоток силовых трансформаторов, а также для обеспечения надежного электроснабжения существующих потребителей и для выполнения обязательств сетевой организации по договорам на технологическое присоединение новых потребителей потребуется реконструкция ПС 35 кВ Хрипково и ПС 35 кВ Ненашево с увеличением трансформаторной мощности. На ПС 35 кВ Хрипково предлагается установка двух силовых трансформаторов 2x10 МВА, на ПС 35 кВ Ненашево – 2x25 МВА.

ВЛ 35 кВ Хрипково - Ненашево выполнена проводом АС-50, АС-70, протяженностью 16,5 км. ВЛ 35 кВ Заокская – Хрипково выполнена проводом АС-95, протяженностью 16,1 км. Расчеты электроэнергетических режимов с учетом исполнения заключенных договоров на технологическое присоединение показали отклонение от номинального напряжения на шинах II СкШ 35 кВ ПС 35 кВ Ненашево в нормальном режиме 23,7% и составит 26,7 кВ. Реконструкция ВЛ 35 кВ Хрипково-Ненашево и ВЛ 35 кВ Заокская-Хрипково с заменой провода на АС-120 уменьшает отклонение напряжения от номинальных значений в нормальном режиме до 12,4% (до 30,6 кВ).

С целью оптимального решения предлагается перевод ПС 35 кВ Хрипково и ПС 35 кВ Ненашево на напряжение 110 кВ со строительством заходов от вновь построенной отпайки 110 кВ до ПС 110 кВ Заокская от ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск, проходящей в непосредственной близости и вдоль существующей трассы ВЛ 35 кВ Хрипково – Ненашево и ВЛ 35 кВ Заокская - Хрипково.

Режим работы Алексинской ТЭЦ на этапе 2019-2023 годов в зимний и летний максимум нагрузки приведен в таблице 3.16.

Таблица 3.16. Режим работы Алексинской ТЭЦ на зимний и летний максимум нагрузки на 2019-2023 годов

Электростанция	Номер блока	2019-2020 годы		2021-2023 годы	
		Зима	Лето	Зима	Лето
Алексинская ТЭЦ	ТГ-2	12	6	0	6
	ПГУ	115	115	115	115
Всего по станции		127	121	115	121

Анализ результатов выполненных электрических расчетов показал, что с учетом вышеуказанной конфигурации сети на этапе 2019-2023 годов в зимний и летний максимум нагрузки токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено. Мероприятиями обеспечен достаточный резерв трансформаторной мощности в энергорайоне.

Выводы по разделу:

1. В данном разделе были выполнены расчеты электроэнергетических режимов сети 110 кВ и выше в Заокском энергорайоне Тульской области на зимний и летний максимум нагрузки 2019-2023 годов в наиболее тяжелых схемно-режимных ситуациях.

2. Из результатов расчетов электроэнергетических режимов следует, что токовых перегрузок электросетевого оборудования с учетом запланированного электросетевого строительства (транзитной ЛЭП 110 кВ Ленинская – Ненашево - Заокская) в энергорайоне не выявлено.

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

Суворовский энергорайон

На территории Суворовского энергорайона Тульской области расположены два монопрофильных муниципальных образования (моногорода): 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 настоящее время ПАО «МРСК Центра и Приволжья» разработаны технические условия на технологическое присоединение энергопринимающих устройств АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» с максимальной мощностью 70 МВт. В соответствии с этими техническими условиями должны быть выполнены следующие мероприятия:

1) строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» с установкой двух трансформаторов мощностью по 100 МВА и двух ВЛ 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»;

2) строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово протяженностью 59 км. Сооружение ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово позволит повысить надежность электроснабжения потребителей Суворовского энергорайона в связи с выводом из работы ОРУ 110 кВ Черепетской ГРЭС и обеспечить возможность технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей.

Участок схемы электрической сети 110 кВ после ввода ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово представлен на рисунке 3.5.2.

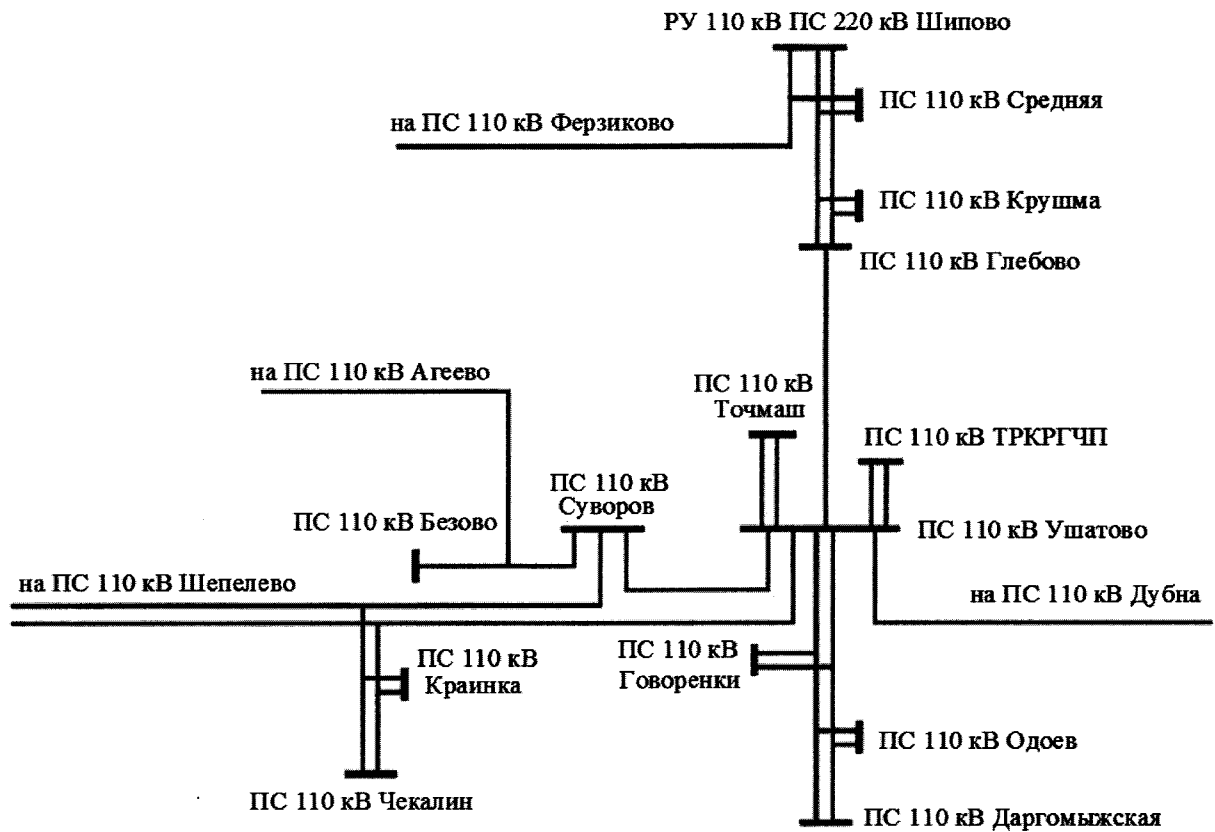


Рисунок 3.5.2. Участок схемы электрической сети 110 кВ после ввода ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово

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

По состоянию на 01.01.2018 на ПС 110 кВ Рудаково, ПС 110 кВ Средняя и ПС 110 кВ Заокская отсутствует текущий резерв мощности, свободной для технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей. Данные объекты рекомендуются для

включения в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра и Приволжья» как объекты первой очереди.

ПС 110 кВ Рудаково обеспечивает электрической энергией бытовых и промышленных потребителей, а также муниципальные организации южной части города Тулы и Ленинского района г. Тулы. Подстанция введена в эксплуатацию в 1944 году. Год последней реконструкции с изменением трансформаторной мощности – 2002. На ПС 110 кВ Рудаково установлены два силовых трансформатора с номинальной мощностью 25 МВА. Максимально допустимая загрузка подстанции с учётом режима N-1 составляет 26,25 МВА. Максимальная нагрузка, зафиксированная в режимный день в период 2013-2017 годов, составила 27,6 МВА. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует. Дефицит мощности ПС на 01.01.2018 составляет 1,35 МВА. Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Рудаково с установкой третьего силового трансформатора Т-3 мощностью 25 МВА, реконструкцией РУ 110 кВ.

На ПС 110 кВ Средняя установлены трансформаторы мощностью 10 и 16 МВА. Максимально допустимая загрузка подстанции составляет 10,5 МВт. Максимальная нагрузка, зафиксированная в режимный день в период 2013-2017 годов, составила 11,42 МВА. Дефицит мощности ПС 110 кВ Средняя на 01.01.2018 составляет 0,92 МВА. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует. Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Средняя с увеличением трансформаторной мощности – заменой Т-2 10 МВА на 16 МВА.

На ПС 110 кВ Заокская установлены два трансформатора мощностью 16 МВА каждый. Допустимая по критерию N-1 загрузка подстанции составляет 16,8 МВА. Максимальная загрузка подстанции, зафиксированная в режимный день в период 2013-2017 годов, составляет 18,962 МВА. Фактический дефицит мощности на 01.01.2018 составляет 2,162 МВА. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует. С учетом отсутствия свободной мощности в прилегающей сети 110 кВ необходима реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силовых трансформаторов 2x16 МВА на 2x40 МВА и дополнительными мероприятиями по развитию электрических сетей 110 кВ.

На ПС 110 кВ Обидимо на 01.01.2018 без учета заключенных договоров на технологическое присоединение не наблюдается дефицит трансформаторной мощности (на подстанции установлены силовые трансформаторы мощностью 1x16 МВА и 1x7,5 МВА). Текущий резерв мощности составляет 0,854 МВт. Возможность осуществить перераспределение нагрузки по сети 6-35 кВ отсутствует. Таким образом,

при подключении новых потребителей в режиме N-1 подстанция не сможет обеспечить электроснабжение всех потребителей в полном объеме. Рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ Обидимо с увеличением трансформаторной мощности – заменой Т-2 7,5 МВА на 16 МВА.

С учётом заключённых договоров на технологическое присоединение прогнозируется дефицит трансформаторной мощности также на следующих подстанциях:

- ПС 110 кВ Зубово;
- ПС 110 кВ Дубна;
- ПС 110 кВ Щегловская;
- ПС 110 кВ Барсуки;
- ПС 110 кВ Криволучье;
- ПС 110 кВ Медвенка;
- ПС 110 кВ Мордвес;
- ПС 110 кВ Ясногорск;
- ПС 110 кВ Болоховская;
- ПС 110 кВ Мясново;
- ПС 110 кВ Волово;
- ПС 110 кВ Южная;
- ПС 110 кВ Красный Яр;
- ПС 110 кВ Смычка;
- ПС 110 кВ Рассвет;
- ПС 110 кВ Глушанки;
- ПС 110 кВ Яковлево;
- ПС 110 кВ Обидимо;
- ПС 110 кВ Стечкин;
- ПС 35 кВ Львово;
- ПС 35 кВ Свободная;
- ПС 35 кВ Мыза;
- ПС 35 кВ Малиновская;
- ПС 35 кВ Варфоромеево;
- ПС 35 кВ Маслово;
- ПС 35 кВ Непрейка;
- ПС 35 кВ Дедилово;
- ПС 35 кВ Сухотино;
- ПС 35 кВ Тесницкая;
- ПС 35 кВ Оленьково;
- ПС 35 кВ Оленьково;
- ПС 35 кВ Гурово;
- ПС 35 кВ Зыбино;

ПС 35 кВ Санталово;
ПС 35 кВ Синетулица;
ПС 35 кВ Ботня;
ПС 35 кВ Дмитриевская;
ПС 35 кВ Ивановково;
ПС 35 кВ Ненашево;
ПС 35 кВ Пашково;
ПС 35 кВ Гайково;
ПС 35 кВ Теплое;
ПС 35 кВ Дворики;
ПС 35 кВ Баскаково;
ПС 35 кВ Хрипково.

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

В зону риска ПС 110 кВ с возможным перспективным дефицитом трансформаторной мощности попадают четыре объекта 110 кВ, а также 11 ПС 35 кВ:

ПС 110 кВ Подземгаз;
ПС 110 кВ Сокольники;
ПС 110 кВ Пушкинская;
ПС 110 кВ Ратово;
ПС 35 кВ Гранки;
ПС 35 кВ Новые Дольцы;
ПС 35 кВ Рудоремонтная;
ПС 35 кВ Широно;
ПС 35 кВ Павшино;
ПС 35 кВ Борисово;
ПС 35 кВ Калмыки;
ПС 35 кВ Осетровская;
ПС 35 кВ Поповка;
ПС 35 кВ Костер;
ПС 35 кВ Кураково.

У данных центров питания резерв трансформаторной мощности составляет менее 1 МВА, в связи с чем они рекомендуются для планирования по включению в инвестиционную программу ПАО «МРСК Центра и Приволжья» как объекты третьей очереди.

У 21 ПС 110 кВ: Белев, Ушатово, Казановка, Клен, Огаревка, Турдей, Гремячье, Чекалин, Пролетарская, Рождественская, Центральная, Шатск,

Алешня, Авангард, Партизан, КПД, Кальна, Самарская, Временная, Мелиоративная, Епифань резерв трансформаторной мощности составляет менее 5 МВА.

Увеличение трансформаторной мощности на вышеуказанных объектах рекомендуется производить с учётом:

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

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

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

Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ

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

1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная.

ВЛ 110 кВ Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная обеспечивает электроснабжение потребителей Зареченского и Привокзального районов г. Тулы, в том числе и социально значимых объектов. Данная ВЛ 110 кВ находится в эксплуатации с 1938 года и не отвечает существующим требованиям действующих норм и правил. Часть линии выполнена на деревянных опорах. По данным технического освидетельствования, проведенного комиссией производственного отделения «Тульские электрические сети» филиала «Тулэнерго», деревянные опоры имеют износ 85%. Коэффициент дефектности опор (КДО) составляет 85%. Коэффициент дефективности провода (КДП) – 90%. Бухгалтерский износ составляет 100%. Данная линия находится в неудовлетворительном состоянии и не соответствует требованиям Типовой инструкции по

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

2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск.

ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск обеспечивает электроснабжение потребителей Ясногорского района Тульской области, в том числе социально значимых объектов. ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск после реконструкции находится в эксплуатации с 1996 года. В настоящее время в связи с расширением индивидуального строительства в районе г. Ясногорска и развитием автомобильных дорог участок линии не соответствует требованиям действующих норм и правил.

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

ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево находятся в эксплуатации с 1957 года и обеспечивают функционирование транзита 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. Неудовлетворительное техническое состояние линий, проходящих по территории Тульской области, обуславливает ограничение пропускной способности указанного транзита, что также вызвано повреждением стального сердечника при плавке гололеда в 1966, 1969, 1973 годах, большим количеством ремонтных соединений. Бухгалтерский износ составляет 98%. Согласно последнему акту обследования данные линии находятся в неудовлетворительном состоянии и не соответствуют требованиям РД 34.20.504-94.

4. ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отп. и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отп.

Двухцепная ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отп. и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отп. находятся в эксплуатации с 1960 года. На линии имели место случаи разрушения железобетонных опор с их падением в 1990 и 1997 годах. Бухгалтерский износ составляет 96%. Согласно последнему акту обследования данные линии находятся в неудовлетворительном состоянии, не соответствуют требованиям РД 34.20.504-94, чем определена необходимость замены существующего оборудования электролиний.

5. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново – Советская.

ВЛ 110 кВ Труново – Советская введена в эксплуатацию в 1956 году с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей Киреевского,

Щекинского районов и для обеспечения транзита 110 кВ между Щекинской ГРЭС и ПС 220 кВ Бегичево. Значительный износ деревянных опор, на которых выполнена ВЛ 110 кВ Труново – Советская, и линейной арматуры приводит к частым отключениям и перерывам питания потребителей. Техническое состояние ВЛ 110 кВ не соответствует требованиям РД 34.20.504-94.

6. Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Ленинская – Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово – Мясново, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная.

Указанные ВЛ 110 кВ в связи с возросшими нагрузками не отвечают требованиям существующих норм и правил. Требуется замена провода, что позволит снизить технические потери, выдерживать большие нагрузки и повысить надёжность электроснабжения потребителей.

7. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками.

ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками введена в эксплуатацию в 1957 году и связывает энергосистему Орловской области с Щекинским энергорайоном Тульской области. Реконструкция данной линии электропередачи предусмотрена с целью приведения ее к требованиям действующих нормативно-технических документов, улучшения качества электроэнергии и повышения надежности функционирования распределительного электросетевого комплекса.

Заключение по разделу 3.5.1

На основании проведённого в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области на период 2019-2023 сделаны следующие выводы:

1. Прогнозный прирост максимума нагрузки в Тульской энергосистеме составляет 435 МВт до 2023 года, при этом основная его часть приходится на Щекинский энергорайон.

2. За последние 5 лет выведено из эксплуатации более 1500 МВт генерирующих мощностей (установленная мощность электростанций сократилась практически вдвое). Данная тенденция до 2023 года будет продолжена (предполагается к выводу 133 МВт установленной генерирующей мощности).

3. С целью обеспечения вышеуказанного прироста нагрузки не допускается вывод из эксплуатации Щекинской ГРЭС, при этом в работе с 2019 года должны находиться не менее 2 энергоблоков (400 МВт) в период

зимнего максимума нагрузок и не менее 1 энергоблока (200 МВт) в период летнего максимума нагрузок.

4. Отмечен существенный срок эксплуатации магистрального сетевого комплекса в условиях сокращающейся внутренней генерации на электростанциях региона.

5. Отмечена необходимость электросетевого строительства в Заокском и Суворовском районах Тульской области.

6. Отмечена необходимость модернизации генерирующих мощностей в Ефремовском районе Тульской области (Ефремовская ТЭЦ).

7. Отмечен дефицит перспективного резерва трансформаторной мощности на объектах 110-35 кВ.

8. Разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2017-2022 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 2018-2022 годы в рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности (таблица 3.17).

3.5.2. Анализ развития электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Ефремовский энергорайон

Результаты расчётов электроэнергетических режимов показали, что на этапах 2019-2023 годов с учетом работы турбоагрегатов ст. № 4, 5, 6 и 7 Ефремовской ТЭЦ ПАО «Квадра» параметры послеаварийных режимов находятся в области допустимых значений.

Самой тяжелой ситуацией для Ефремовского энергоузла является аварийное отключение 1 СШ 110 кВ на ПС 220 кВ Звезда и ремонт ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отп. в режиме летнего максимума нагрузки 2023 года для регионального варианта прогнозного баланса. Из анализа результатов этого расчета следует, что для обеспечения электроснабжения потребителей энергорайона необходимо, чтобы на Ефремовской ТЭЦ находился в работе блок № 6 (60 МВт).

Тульский энергорайон, мероприятия по организации электроснабжения объектов нового жилищного строительства

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

В региональном варианте прогнозного баланса в Тульском энергорайоне в 2021 году планируется ввод блока № 6 мощностью 32 МВт на ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет».

В соответствии с утвержденными техническими условиями, помимо жилищного строительства в Тульском энергорайоне планируется подключение крупных промышленных потребителей (ООО «Тулачермет-Сталь» (70 МВт) и АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова» (21 МВт).

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ООО «Тулачермет – Сталь» планируется строительство ПС 220 кВ Сталь и сооружение двух ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь I и ВЛ 220 кВ Metallургическая - Сталь II цепь.

Учитывая, что схема РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая является ненадежной, рекомендуется реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая в соответствии с типовой схемой № 220-9Н или № 220-13 (окончательное решение о выборе схемы РУ 220 кВ должно приниматься на стадии конкретного проектирования).

Результаты расчетов установившихся режимов зимних и летних максимальных нагрузок на период 2019-2023 годов, возникающих после аварийных возмущений в сети 110 кВ и выше в нормальной схеме сети, аварийной схеме сети, ремонтно-аварийной схеме показали, что токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено. Уровни напряжения на шинах 110 и 220 кВ находятся в допустимых пределах.

На территории района планируется создание следующих основных микрорайонов жилой застройки:

- 1) I-й Юго-Восточный микрорайон г. Тулы с прогнозируемой потребляемой мощностью 6,0 МВт;
- 2) жилой микрорайон «Петровский квартал», г. Тула, мкр. Мясово с прогнозируемой потребляемой мощностью 6,2 МВт;
- 3) жилая застройка по Восточному обводу в Ленинском районе (Ленинский район, с.п. Ильинское) – 9,9 МВт;
- 4) поселок «Прудное», Ленинский район, д. Прудное – 6,0 МВт.

С учетом анализа объема свободной для технологического присоединения потребителей трансформаторной мощности рекомендуется выполнение следующих мероприятий:

а) электроснабжение I-го Юго-Восточного микрорайона г. Тулы (6 МВт) и жилой застройки по Восточному обводу в Ленинском районе (Ленинский район, с.п. Ильинское, 9,9 МВт) обеспечить от ПС 110 кВ Стечкин;

б) электроснабжение территории проекта комплексного развития микрорайона «Новая Тула» (Тула, Калужское шоссе, д. Нижняя Китаевка), жилого микрорайона «Петровский квартал» (г. Тула, мкр. Мясново обеспечить от ПС 110 кВ Мясново с прогнозируемой потребляемой мощностью 33 МВт;

в) электроснабжение поселка «Прудное» (д. Прудное, Иншинское сельское поселение, 6 МВт) обеспечить от ПС 110 кВ Ратово.

Основной прирост нагрузки планируется в южной части г. Тулы в зоне влияния ПС 110 кВ: Мясново, Ратово, Стечкин, Южная.

ПС 110 кВ: Мясново, Стечкин, Южная с учетом заключенных договоров на техприсоединение энергопринимающих устройств новых потребителей переходят в разряд ПС с дефицитом трансформаторной мощности. При этом на ПС 110 кВ Ратово резерв трансформаторной мощности составляет менее 1 МВА.

Описанные варианты подключения нагрузок являются предварительными и могут быть скорректированы при выполнении проектирования схем электроснабжения для каждого объекта.

Учитывая изложенное, при более высоких темпах роста нагрузки может встать вопрос о целесообразности сооружения нового центра питания 110 кВ в южной зоне г. Тулы.

Заокский энергорайон

Результаты расчётов электроэнергетических режимов на период 2019-2023 годов установившихся режимов зимних и летних максимальных нагрузок, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ в нормальной схеме сети, аварийной схеме сети, ремонтно-аварийной схеме в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности показали, что токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено.

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

Новомосковский и Щекинский энергорайоны

В Новомосковском и Щекинском энергорайонах планируется подключение крупных потребителей, потребляемая мощность которых учтена в рамках регионального прогноза потребления электроэнергии и мощности: ООО «Тепличный комплекс «Тульский» (150 МВт), ООО «Агрохолдинг «Суворовский» (216 МВт).

В результате значительного локального увеличения мощности потребления энергорайонов в ряде послеаварийных режимов зафиксированы перегрузки по току элементов сети 110-220 кВ.

В режимах зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме на всем расчетном периоде наблюдается перегрузка следующих элементов:

- 1) ячейка выключателя ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая 2 СШ;
- 2) ячейки выключателей на ВЛ 220 кВ Северная-Химическая на ПС 220 кВ Северная и ПС 220 кВ Химическая.

Наибольшие значения токовой загрузки достигнут к 2023 году и составят 116,5% и 101,1% соответственно.

В режимах зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме самым тяжелым аварийным возмущением является отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула.

В режимах зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме при аварийных возмущениях в сети на всем расчетном периоде наблюдается перегрузка следующих элементов:

- 1) ячейка выключателя ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая 2 СШ. Наибольшее значение токовой загрузки составляет 144,8% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года;
- 2) ячейки выключателей на ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Северная и ПС 220 кВ Химическая. Наибольшая токовая загрузка указанных элементов составляет 129,1% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года;
- 3) ВЛ 220 кВ Северная – Химическая, начиная с 2020 года, перегружается по проводу и достигает максимальной загрузки 1291 А в 2023 году (106% от длительно допустимого тока 1219 А);
- 4) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская. Наибольшая токовая загрузка указанной ВЛ составляет 111,3% от длительно допустимого

тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении АТ-9 500/220 кВ ПС 500 кВ Новокаширская в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года;

5) АТ-9 500/220 кВ ПС 500 кВ Новокаширская. Наибольшая токовая нагрузка указанного элемента составляет 112,8% от номинального тока 577 А, что превышает допустимую нагрузку равную 105%, и имеет место при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года.

Включение ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная в транзит при запланированном увеличении нагрузки становится невозможным из-за существенной перегрузки данной ВЛ, целесообразность дальнейшей эксплуатации ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная минимальна.

В режимах летних максимальных нагрузок в ремонтных схемах наблюдается перегрузка следующих элементов:

1) на ПС 220 кВ Химическая выключатель 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая (МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая). Наибольшее значение токовой нагрузки указанного выключателя составляет 105,9% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи;

2) ВЛ 110 кВ Ушаково – Люторичи. Наибольшая токовая нагрузка указанной ВЛ составляет 103,8% от длительно допустимого тока (380 А) и имеет место при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Северная – Химическая.

В целях обеспечения дальнейшего развития энергорайонов, для решения проблемы перегрузки сети 110 кВ и выше рекомендуется:

1) в схемах ремонта ВЛ 220 кВ Северная – Химическая и ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи размыкание транзита 110 кВ между ПС 220 кВ Бегичево и ПС 220 кВ Люторичи (одностороннее отключение ВЛ 110 кВ Ушаково – Люторичи);

2) реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Химическая.

Для надежного электроснабжения потребителей энергосистемы Тульской области необходимо усиление сети 110 кВ и выше, с целью чего предлагается:

1) сооружение ПС 500 кВ Новая в районе Щекинской ГРЭС с одновременными:

строительством заходов от существующей ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская в РУ 500 кВ;

установкой двух автотрансформаторных групп 2х3х167 МВА;

реконструкцией ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 1 с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 1 с отпайкой на ПС Metallургическая в части переноса ЛЭП на ПС 500 кВ Новая с образованием ВЛ 220 кВ Новая –Тула с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Новая;

строительством заходов 220 кВ на ПС 220 кВ Metallургическая от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 1 с отпайкой на ПС Metallургическая путем достройки участка ВЛ 220 кВ с образованием ВЛ 220 кВ: ВЛ 220 кВ Новая – Metallургическая, ВЛ 220 кВ Metallургическая – Северная и ВЛ 220 кВ Новая – Щекинская ГРЭС;

сооружением РУ 110 кВ с установкой на образованной ПС 500 кВ Новая двух АТ 220/110 кВ мощностью по 125 МВА;

строительством заходов ВЛ 110 кВ Тула – Мясново 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Тула – Мясново 2 с отпайками на образованную ПС 500 кВ Новая.

В перспективе при росте нагрузки более высокими темпами в целях обеспечения дальнейшего развития города Тулы и прилегающих районов в РУ 110 кВ возможно присоединение нового центра питания 110 кВ.

Параметры оборудования, устанавливаемого на ПС 500 кВ Новая, должны определяться при конкретном проектировании, исходя из режимно-балансовой ситуации на момент проектирования.

2) строительство ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная (ориентировочной протяженностью 10 км).

Схема подключения ПС 500 кВ Новая представлена на рисунке 3.4.

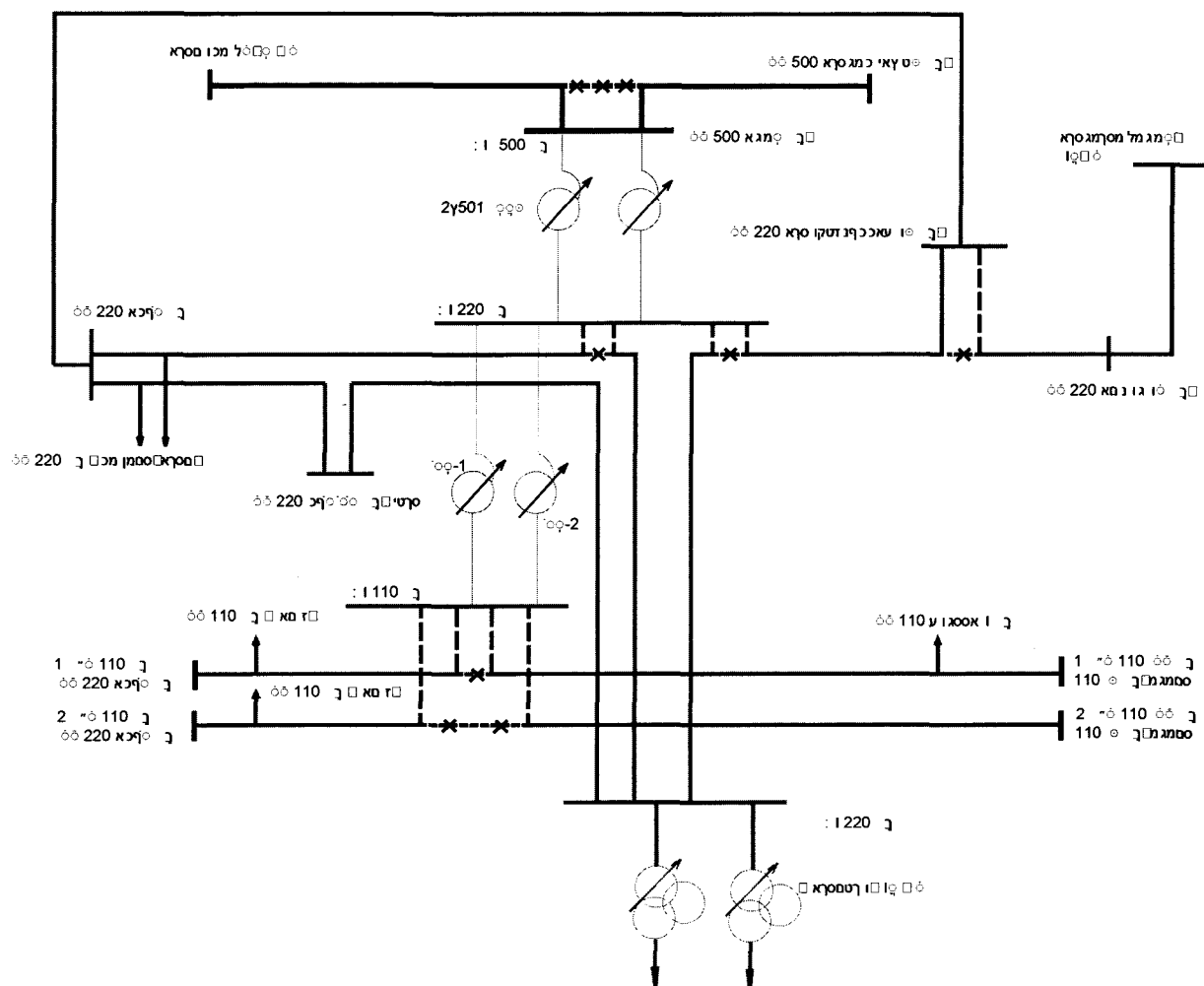


Рисунок 3.4. Схема подключения ПС 500/220/110 кВ Новая к сетям энергосистемы Тульской области

Следует отметить, что ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская, имеющая общую длину по трассе 483,7 км, введена в эксплуатацию в 1988 году и выполнена в габаритах номинального напряжения 750 кВ (марка провода 5хАС-400/51). На подходе к ПС 500 кВ Михайловская выполнена в габаритах 500 кВ (марка провода 3хАС-400/51) и имеет протяженность 8,1 км.

В проекте схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы и генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 года № 1209-р, перевод ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская на напряжение 750 кВ не предусматривается.

Поскольку ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская выполнена в габаритах номинального напряжения 750 кВ, необходимо предусмотреть выполнение РУ 500 кВ ПС 500 кВ Новая также в габаритах 750 кВ для

дальнейшей технической возможности перевода оборудования на более высокий класс напряжения.

В соответствии со стандартом организации ПАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007-29.240.121-2012) «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» общий срок от разработки задания на проектирование до окончания строительства ПС 500 кВ Новая составит 7 лет. В соответствии с этим ввод ПС 500 кВ Новая может быть осуществлен не ранее 2024 года.

Учитывая, что новый центр питания потребуется уже в ближайшую перспективу, необходимо провести реконструкцию существующей сети 110 кВ и выше следующим образом:

1) реконструкция ПС 220 кВ Химическая (изменение схемы РУ 220 кВ схема № 220-13 с заменой выключателей);

2) на ПС 220 кВ Северная замена двух выключателей на ВЛ 220 кВ Северная – Химическая;

3) на Новомосковской ГРЭС замена двух выключателей на ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская;

4) замена 5,5 км провода ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на высокотемпературный провод с композитным сердечником повышенной пропускной способности. ВЛ, выполненные таким проводом, снижают потери электроэнергии на 30-40%, на 25% прочнее и на 60% легче обычных;

5) строительство ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная (ориентировочной протяженностью 10 км). Рекомендуется выполнить высокотемпературным проводом с композитным сердечником повышенной пропускной способности;

6) реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая (схема № 220-13+2 выключателя).

В соответствии со стандартом организации ПАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007-29.240.121-2012) «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ» общий срок от разработки задания на проектирование до окончания строительства:

ячейки ВЛ 220 кВ составляет 17 месяцев, из них 9 – строительство объекта;

ВЛ 220 кВ составляет 21 месяц, из них 8 – строительство объекта.

Учитывая изложенное, для начала реконструкции сетей Щекинская ГРЭС должна участвовать в покрытии максимума нагрузки энергосистемы Тульской области.

В связи со снижением цен на оптовом рынке электрической энергии и мощности, при росте цен на газ работа оборудования Щекинской ГРЭС

является неэффективной. Коэффициент использования установленной мощности Щекинской ГРЭС за 2017 году составлял 5,4%.

Для повышения рентабельности на рынке электроэнергии и мощности ООО «Щекинская ГРЭС» была разработана программа реконструкции генерирующего оборудования Щекинской ГРЭС, представленная 21.03.2018 на заседании комиссии по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Тульской области на 2019-2023 годы.

По данным ООО «Щекинская ГРЭС» предлагаются следующие варианты реконструкции Щекинской ГРЭС:

- 1) вариант 1 – реконструкция блока 1 и блока 2 (2*200 МВт, ст.№ 1, 2);
- 2) вариант 2 – строительство ПГУ-200;
- 3) вариант 3 – реконструкция блока 1 (ст.№ 1) с установкой предвключенной газотурбинной уставки 60 МВт.

Так как Щекинская ГРЭС должна участвовать в покрытии максимума нагрузки энергосистемы Тульской области, для технико-экономического сравнения были рассмотрены дополнительные два варианта усиления сети 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области:

4) вариант 4 – строительство ПС 500 кВ Новая в районе Щекинской ГРЭС (схема подключения ПС 500/220/110 кВ к сетям энергосистемы Тульской области приведена на рисунке 3.4) и строительство ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная ориентировочной протяженностью 10 км;

5) вариант 5 – реконструкция существующей сети 110 кВ и выше путем выполнения следующих мероприятий:

реконструкция ПС 220 кВ Химическая (изменение схемы РУ 220 кВ схема № 220-13+6 выключателей);

замена двух выключателей на ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Северная;

замена двух выключателей на ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская;

реконструкция РУ 220 кВ ПС Metallургическая (схема № 220-13+2 выключателя);

замена 5,5 км провода ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на высокотемпературный провод с композитным сердечником повышенной пропускной способности;

строительство ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная (ориентировочной протяженностью 10 км). Рекомендуется выполнить высокотемпературным проводом с композитным сердечником повышенной пропускной способности.

По критерию минимума суммарных дисконтированных затрат оптимальными вариантами замещения/модернизации мощности Щекинской

ГРЭС являются вариант 1 и вариант 5. Данные варианты являются равноэкономичными. Их приоритетность обусловлена низкими первоначальными инвестициями по сравнению с альтернативными вариантами сооружения новой генерации (вариант 2) и сетевым вариантом 4.

Следующим по приоритетности является вариант 3, суммарные дисконтированные затраты по нему превышают затраты по варианту 1 на 8% при ставке дисконтирования 10%. В случае принятия решения о перераспределении выработки электроэнергии между реконструированным блоком № 1 и блоком № 2, отличным от распределения, принятого в данных расчетах, приоритетность варианта может поменяться. В случае принятия решения об отказе от эксплуатации блока № 2 и, как следствие, снижения постоянной части эксплуатационных затрат на блок, вариант 3 может стать приоритетным.

Определение этапности реконструкции сети 110 кВ энергосистемы Тульской области и режима работы Щекинской ГРЭС с учетом модернизации/реконструкции/строительства блоков должно выполняться в отдельной работе.

Анализ результатов расчетов электроэнергетических режимов при работе Щекинской ГРЭС одним блоком № 1(2) выявил перегрузки элементов сети.

В режимах зимних максимальных нагрузок в период с 2019 по 2023 год будет иметь место перегрузка следующих элементов:

1) разъединитель, трансформатор тока в ячейке выключателя ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Бегичево с отпайкой на блок 1 (со стороны 2 СШ 220 кВ Щекинской ГРЭС); В 2 СШ ВЛ 220 кВ Щекино – Бегичево с отпайками;

2) разъединители и трансформаторы тока в ячейке выключателя ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 2 с отпайкой на блок 2 (со стороны 1 и 2 СШ 220 кВ Щекинской ГРЭС), В 1 СШ ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 2 с отпайкой, В 2 СШ ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 2 с отпайкой;

3) разъединитель, трансформатор тока, ВЧ заградитель и выключатель ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Химическая;

4) разъединитель, трансформатор тока, ВЧ заградитель ВЛ 220 кВ Северная – Химическая на ПС 220 кВ Северная.

Перегрузки указанных элементов выявлены во всех установившихся режимах, возникающих после аварийных возмущений в сети 110-220 кВ. Наибольшее значение перегрузки составляет 119% и 126% от длительно допустимого тока соответственно (2023 год).

В целях устранения указанной перегрузки элементов сети рекомендуется:

1) замена в ОРУ 220 кВ Щекинской ГРЭС шинного разъединителя и трансформатора тока в ячейке выключателя ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Бегичево с отпайкой на блок 1 (В 2 СШ ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Бегичево с отпайкой.);

2) замена в ОРУ 220 кВ Щекинской ГРЭС шинного разъединителя и трансформатора тока в ячейке выключателя ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная с отпайкой на блок 2.

Суворовский энергорайон

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

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

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

Планируется увеличение нагрузки промышленного парка «Узловая» (100 МВт к 2023 году), территории проекта комплексного развития микрорайона «Новая Тула» (46 МВт к 2023 году) и крупных промышленных потребителей (суммарной мощностью к 2023 году 705 МВт) в составе АО «НАК «Азот», ООО «Тепличный комплекс «Тульский», ООО «Тулачермет-Сталь», ОАО «Щекиноазот», ООО «Агрохолдинг «Суворовский», АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова», ООО «Проктер энд Гэмбл – Новомосковск» и ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК».

Для обеспечения электроэнергией электроприемников промышленного парка «Узловая» (МО Каменецкое, Узловский район, 100 МВт) в настоящее время введены в эксплуатацию ПС 110 кВ Индустриальная с двумя трансформаторами по 125 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 ООО «Тулачермет-Сталь» (70 МВт) сооружается ПС 220 кВ Сталь с

установкой трех трансформаторов (1х63 МВА, 2х125/80 МВА) с сооружением двухцепной ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь I цепь и ВЛ 220 кВ Metallургическая - Сталь II цепь длиной по 3 км.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ООО «Тепличный комплекс «Тульский» (Щекинский р-н, в районе пос. Рудный, 150 МВт) планируется сооружение ПС 220 кВ ТК Тульский с установкой двух трансформаторов общей мощностью 160 МВА (2х80 МВА) и сооружением заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская на ПС 220 кВ ТК Тульский длиной 2х1,0 км, выполненных проводом АС-400.

Для обеспечения электроэнергией электроприемников ООО «Агрохолдинг «Суворовский» сооружается ПС 220 кВ Агрокомплекс с установкой трансформатора 220/10 кВ мощностью 250 МВА и ВЛ 220 кВ от 1 СШ 220 кВ ОРУ 220 кВ Щекинской ГРЭС длиной 2 км.

Для организации электроснабжения энергопринимающих устройств ООО «КНАУПФ ГИПС НОВОМОСКОВСК» (11,3 МВт) планируется сооружение ПС 220 кВ Гипсовая (реконструкция ПС 110 кВ Гипсовая с переводом на напряжение 220 кВ) с установкой двух трансформаторов мощностью 16 МВА и строительство заходов ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Люторичи на ПС 220 кВ длиной по 0,5 км каждый в 2018 году.

В рамках осуществления деятельности по расширению и модернизации производства действующих предприятий Тульской области прогнозируется увеличение максимальной мощности присоединённых энергопринимающих устройств АО «КБП» на 21 МВт. Для обеспечения электроэнергией электроприемников АО «КБП» планируется сооружение ПС 110 кВ КБП с установкой двух трансформаторов по 25 МВА, питание которой осуществляется отпайками от ВЛ 110 кВ Щегловская – Глушанки и ВЛ 110 кВ Кировская – Metallургическая с отпайкой на ПС Криволучье длиной по 2,2 км, выполненных проводом АС 150/24.

Мероприятия по оптимизации конфигурации сети 110 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Восточная, в связи с выводом из эксплуатации ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная

В случае вывода из эксплуатации ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная предлагается проведение следующих мероприятий с целью оптимизации конфигурации сети 110 кВ, прилегающей к указанной подстанции:

1) соединение ВЛ 110 кВ Яснополянская – Восточная № 1 и ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Восточная с образованием ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Яснополянская (4,7 км, АС-185);

2) соединение ВЛ 110 кВ Яснополянская – Восточная № 2 и ВЛ 110 кВ Тула – Восточная с отпайкой на ПС Рудаково с образованием ВЛ 110 кВ Тула – Яснополянская с отпайкой на ПС Рудаково (12 км, АС-185, рекомендуется замена провода на участке существующей ВЛ). В нормальной схеме указанная ВЛ 110 кВ отключена со стороны ПС 220 кВ Яснополянская по причине отсутствия защит для замкнутого транзита;

3) демонтаж ВЛ 110 кВ Восточная – Капролактамовская, строительство новой ВЛ 110 кВ Первомайская ТЭЦ – Капролактамовская 2 цепь (ориентировочной длиной 0,8 км, АС-185).

Предлагаемая схема сети 110 кВ в районе расположения ПС 110 кВ Восточная после вывода из эксплуатации ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная представлена на рисунке 3.7.

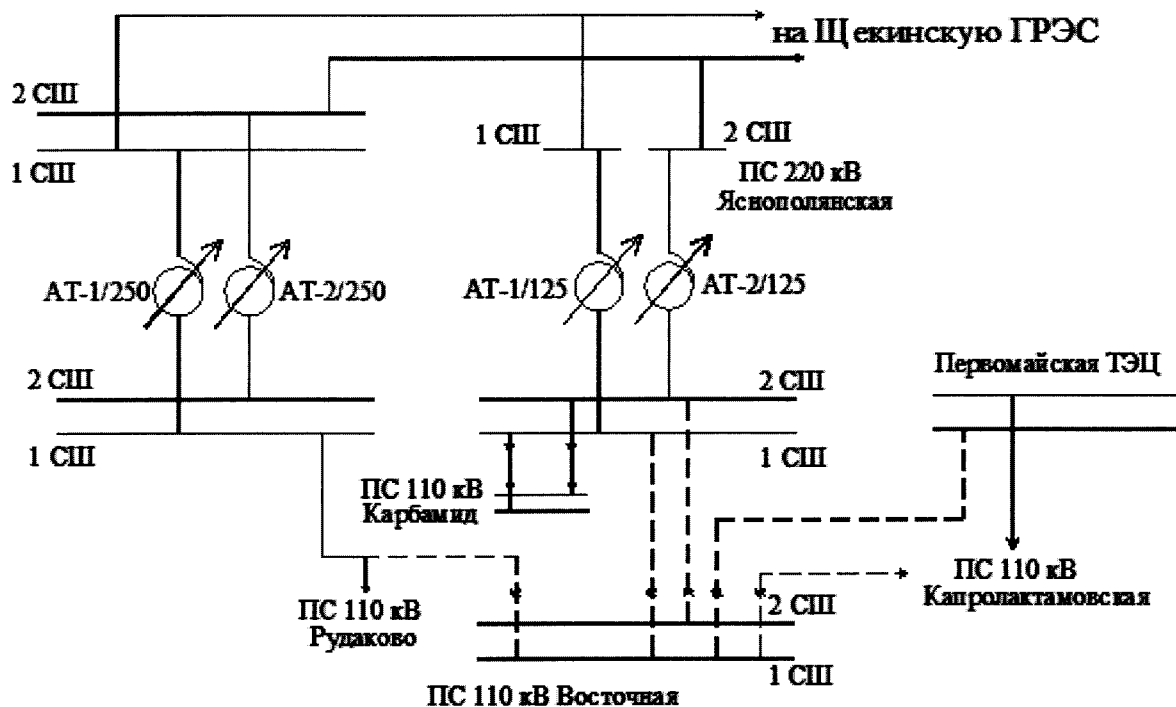


Рисунок 3.7. Схема сети 110 кВ, прилегающей к ПС 110 кВ Восточная, после вывода из эксплуатации ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Восточная

Расчеты установившихся режимов в сети 110 кВ и выше, прилегающей к ПС 110 кВ Восточная, не выявили токовых перегрузок оборудования в нормальных и послеаварийных режимах при указанном изменении конфигурации сети.

В соответствии с выданными техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих устройств ОАО «Щекиноазот» от 15.07.2017 планируется присоединение новой ПС 110 кВ Карбамид с сооружением двух ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Яснополянская.

Заключение по разделу 3.5.2

На основании проведённого в схеме и программе анализа работы энергосистемы Тульской области на период 2019-2023 сделаны следующие выводы:

1. Прогнозный прирост максимума нагрузки в Тульской энергосистеме составляет 435 МВт до 2023 года, при этом основная его часть приходится на Щекинский энергорайон.

2. За последние 5 лет выведено из эксплуатации более 1500 МВт генерирующих мощностей (установленная мощность электростанций сократилась практически вдвое). Данная тенденция до 2023 года будет продолжена (предполагается к выводу 133 МВт установленной генерирующей мощности).

3. С целью исключения дополнительного электросетевого строительства с учетом вышеуказанного прироста нагрузки необходим следующий режим работы генерирующего оборудования Щекинской ГРЭС: в работе с 2019 года должны находиться не менее 2 энергоблоков (400 МВт) в период зимнего максимума нагрузок и не менее 1 энергоблока (200 МВт) в период летнего максимума нагрузок.

4. Выполнена оценка последствий вывода из эксплуатации генерирующего оборудования Щекинской ГРЭС. Представлены предварительные схемные решения по присоединению новых энергообъектов к сети 500-110 кВ, необходимых для предотвращения выхода параметров режима за область допустимых значений. Данные решения являются оценочными и требуют уточнения в отдельной проектной работе.

5. Отмечен существенный срок эксплуатации магистрального сетевого комплекса в условиях сокращающейся внутренней генерации на электростанциях региона.

6. Отмечена необходимость электросетевого строительства в Заокском и Суворовском районах Тульской области.

7. Отмечена необходимость модернизации генерирующих мощностей в Ефремовском районе Тульской области (Ефремовская ТЭЦ).

8. Отмечен дефицит перспективного резерва трансформаторной мощности на объектах 110-35 кВ.

9. Разработан перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию электросетевого комплекса 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области на 2017-2022 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 2018-2022 годы в рамках базового прогноза потребления электроэнергии и мощности (таблица 3.18).

3.6. Анализ надежности схемы отдельных подстанций классом напряжения 110 кВ

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

С целью повышения надежности отдельных потребителей, запитанных от вышеназванных ПС (ПАО «НПО «Стрела», ПАО «Завод «Тула», АО «Тулаточмаш», АО «Электромашиностроительный завод», ООО «Северо-Задонский конденсатный завод», АО «Особое конструкторское бюро «Октава», АО «Научно-производственное объединение «Сплав», АО «Тульский завод резиновых технических изделий», АО «Ресурс», АО «Новомосковская акционерная компания «Азот») целесообразно осуществить резервирование по сети 6-10 кВ от смежных ПС путем сооружения следующих дополнительных связей и (или) монтажа оборудования:

1) установка 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 по ВЛ 10 кВ Савино-ТСН-3 ПС 110 кВ от ПС 110 кВ Савино;

2) установка 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 линии электропередачи 10 кВ протяженностью около 6 км от РП 10 кВ Китаевка до ПС 110 кВ Мясново для резервирования электроснабжения потребителей, в том числе АО «Особое конструкторское бюро «Октава», запитанных от ПС 110 кВ Мясново.

Объем указанного сетевого строительства оценивается в сумме около 147,3 млн рублей с НДС.

При условии включения в инвестиционную программу филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» данных мероприятий резервирование питания ответственных потребителей, запитанных от ПС 110 кВ Гремячее, ПС 110 кВ Мясново, ПС 110 кВ Богородицк,

ПС 110 кВ Привокзальная, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ Задонье, ПС 110 кВ Южная, ПС 110 кВ Октябрьская, ПС 110 кВ Подземгаз, ПС 110 кВ Тулица, будет осуществляться в необходимом объеме.

Аварийное электроснабжение ответственных потребителей Тульской области возможно также 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 целесообразно заключение трехсторонних соглашений, устанавливающих порядок действий сторон и их обязанности.

3.7. Расчеты токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2023 года

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

Расчетная модель энергосистемы Тульской области на этапе 2019-2023 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 2019-2023 годов для базового и регионального прогнозов потребления электроэнергии и мощности энергосистемы Тульской области.

Для базового варианта прогнозного баланса потребления электроэнергии и мощности расчетные токи КЗ не превышают отключающую способность установленных выключателей при существующих точках деления сети, за исключением следующих выключателей:

1) РУ 220 кВ Алексинской ТЭЦ. Рекомендуется замена двух выключателей 220 кВ на присоединении к трансформатору Т-33 на выключатели с отключающей способностью не менее 20 кА;

2) РУ 110 кВ ПС 220 кВ Северная. Рекомендуется замена двух выключателей на присоединениях к отходящим ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Бытхим на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА.

Для регионального варианта прогнозного баланса потребления электроэнергии и мощности расчетные токи КЗ не превышают отключающую способность установленных выключателей при

существующих точках деления сети, за исключением следующих выключателей:

1) РУ 220 кВ Алексинской ТЭЦ. Рекомендуется замена двух выключателей на присоединении к трансформатору Т-33 на выключатели с отключающей способностью не менее 20 кА;

2) РУ 110 кВ ПС 220 кВ Северная. Рекомендуется замена двух выключателей на присоединениях к отходящим ВЛ 110 кВ в сторону ПС 110 кВ Бытхим на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА;

3) РУ 110 кВ ТЭЦ Тулачермет. Рекомендуется замена секционного выключателя 110 кВ на выключатель с отключающей способностью не менее 20 кА.

3.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Тульской области на период до 2023 года

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, в базовом сценарии находятся в диапазоне допустимых значений.

Анализ баланса реактивной мощности энергосистемы Тульской области в региональном сценарии развития показал следующее:

1) при заданном режиме работы электростанций энергосистема Тульской области во всех режимах 2019 и 2023 годов, кроме режима зимнего максимума нагрузки 2023 года, располагает резервом как на потребление (не менее 76% от суммарного потребления реактивной мощности), так и на выдачу реактивной мощности (не менее 20%). В режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года энергосистема Тульской области дефицитна по реактивной мощности. Величина дефицита достигает 40 Мвар. Электростанции (за исключением Ефремовской ТЭЦ) работают на верхнем пределе регулировочного диапазона по реактивной мощности;

2) напряжение в сети 110-220 кВ энергосистемы Тульской области находится в допустимых пределах в режимах 2019 года и в режиме летних максимальных нагрузок 2023 года. В режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года в сети 110-220 кВ наблюдается низкий уровень напряжения. Хотя в контрольных пунктах сети напряжение находится в допустимых пределах, однако оно достигает 0,94 от номинального, а минимальное напряжение в сети 110-220 кВ достигает 0,89 от номинального. Использование имеющихся средств регулирования напряжения не позволяет существенно улучшить ситуацию;

3) в наиболее тяжелых послеаварийных режимах в зимний максимум нагрузки 2023 года минимальное напряжение в сети 110-220 кВ достигает 0,87 от номинального в сети 110 кВ и 0,83 от номинального в сети 220 кВ. В контрольных пунктах сети напряжение снижается до 0,88 от номинального.

Низкий уровень напряжения в сети 110-220 кВ в энергосистеме Тульской области в режимах зимних максимальных нагрузок 2023 года при региональном сценарии развития обусловлен дефицитом активной и реактивной мощности и высокой загрузкой ЛЭП 220 кВ. Для нормализации напряжения необходима разработка дополнительных мероприятий. При сооружении ПС 500 кВ Новая в энергосистеме Тульской области потребность в установке дополнительных СКРМ отсутствует.

3.9. Анализ надежности схемы внешнего электроснабжения крупных потребителей электрической энергии в Тульской области

Анализ надёжности схемы внешнего электроснабжения ООО «Тулачермет-Сталь»

Основным центром питания электроприёмников ООО «Тулачермет – Сталь» является сооружаемая ПС 220 кВ Сталь, которая соединяется с ЕЭС России по двум ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь I цепь, ВЛ 220 кВ Metallургическая – Сталь II цепь. На ПС 220 кВ Сталь планируются к установке два трансформатора 220/10 кВ мощностью по 80/125 МВА и один трансформатор 220/35 кВ мощностью 63 МВА. При этом объем присоединяемой нагрузки согласно договору на технологическое присоединение составляет 70 МВт на этапе 2019 года.

Результаты расчетов установившихся режимов зимних и летних максимальных нагрузок на период 2019-2023 годов, возникающих после аварийных возмущений в сети 110 кВ и выше в нормальной схеме сети, аварийной схеме сети, ремонтно-аварийной схеме, показали, что ограничение потребления электроприемников ООО «Тулачермет-Сталь» отсутствует.

Вместе с тем, схема ПС 220 кВ Metallургическая выполнена по «нетиповой» схеме с применением морально устаревшего оборудования – масляных выключателей и отделителей 220 кВ, введенных в эксплуатацию в 1981 году с продлением срока службы до 2020 года. Такая схема РУ 220 кВ является ненадежной. Короткое замыкание на системе шин с отказом секционного выключателя приведет к погашению РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая.

Рекомендуется реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Metallургическая в соответствии с типовой схемой № 220-9Н или № 220-13 (схема РУ 220 кВ должна быть выбрана при конкретном проектировании с учетом существующей компоновки подстанции).

Анализ надёжности схемы внешнего электроснабжения ПАО «Тулачермет»

Питание электроприемников ПАО «Тулачермет» осуществляется по ВЛ 110 кВ от ПС 220 кВ Металлургическая и по ВЛ 110 кВ от ПС 110 кВ Щегловская. На предприятии ПАО «Тулачермет» функционирует паровоздуховная электростанция ТЭЦ-ПВС установленной мощностью 101,5 МВт.

Результаты расчетов установившихся режимов зимних и летних максимальных нагрузок на период 2019-2023 годов, возникающих после аварийных возмущений в сети 110 кВ и выше в нормальной схеме сети, аварийной схеме сети, ремонтно-аварийной схеме показали, что токовых перегрузок электросетевого оборудования не выявлено.

Региональный сценарий развития энергосистемы Тульской области предусматривает ввод нового турбогенератора № 6 мощностью 32 МВт на ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет» в 2021 году. Увеличение установленной мощности станции до 133,5 МВт не приводит к возникновению ограничений по электроснабжению потребителей при нормативных возмущениях в нормальной и ремонтной схемах сети.

Анализ надёжности схемы внешнего электроснабжения ООО Тепличный комплекс «Тульский»

Основным центром питания электроприёмников ООО Тепличный комплекс «Тульский» является сооружаемая ПС 220 кВ Тепличный комплекс, которая подключается к энергосистеме через заходы от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская длиной 2х1 км, выполненные проводом АС-400. На ПС 220 кВ Тепличный комплекс планируются к установке два трансформатора по 80 МВА.

При этом объем присоединяемой нагрузки согласно договору на технологическое присоединение составляет 150 МВт на этапе 2018 года.

Результаты расчётов электрических режимов показали, что аварийное отключение электросетевых элементов в нормальной схеме не приводит к ограничению потребления электроприемников ООО «Тепличный комплекс «Тульский».

3.10. 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 3.17) и региональному (таблица 3.18) 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 показатели стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» (утвержден приказом ОАО «Холдинг «МРСК» от 20.09.2012 № 488) в базисном уровне цен (по состоянию на 01.01.2000). Последующий перевод к текущим ценам выполнен с применением индексов пересчета составляющих стоимости в цены IV квартала 2017 года, рекомендованных к применению Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации (опубликованы письмом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации № 45082-ХМ/09 от 05.12.2017).

Ввиду отсутствия в сборнике «Укрупненные показатели стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» стоимостных показателей по объектам классом напряжения выше 220 кВ расчет для данных объектов выполнен с применением сборника «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ» для электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» (утверждены приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 21.10.2014 № 477).

Индексы изменения сметной стоимости строительства, принятые при пересчете цен, составляют:

- 1) строительно-монтажные работы (СМР) для ПС – 6,87;
- 2) строительно-монтажные работы (СМР) для ВЛ – 4,06;
- 3) проектно-изыскательские работы (ПИР) – 4,75;
- 4) оборудование – 4,44;
- 5) прочие – 8,74;
- 6) пуско-наладочные работы (ПНР) – 11,84.

Распределение стоимости по составляющим выполнено в соответствии с приложением № 5 к сборнику «Укрупненные показатели стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК».

Таблица 3.17. Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2018-2023 годы в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Цели, решаемые при реконструкции/ строительстве	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн руб. (без НДС)
1	2	3	4	5	6
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ и (или) ограничение пропускной способности					
1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	3 км	2019	повышение эксплуатационных характеристик, реновация основных фондов	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	38,93
2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	0,8 км	2020			1,87
3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово – Мясново, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная с заменой опор, провода, изоляторов для увеличения пропускной способности на участке Ратово - Ленинская	18,8 км	2023			213,12
4. 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 –	8,05 км	2023			89,58

1	2	3	4	5	6
Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная с заменой опор, провода, изоляторов для увеличения пропускной способности на участке Мясново - Ратово					
5. Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево (2-я очередь)	12 км	2021			119,57
6. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками	20 км	2023			146,49
7. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками Пролёты опор № 105-163А	8,7 км	2023			58,57
8. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево отпайки	29,44 км	2023			255,48
9. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30 км	2023			243,54
10. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново – Советская	21 км	2023			192,56
11. Реконструкция ПС 110 кВ Рудаково с установкой силового трансформатора Т-3, монтажом КРУН 10 кВ и реконструкцией РУ 110 кВ	25 МВА	2021			237,50
12. Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2	16 МВА	2022			3,30
13. Реконструкция ПС 110 кВ Обидимо с заменой Т-2	16 МВА	2022			33,00
Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей					
1. Первый этап. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (1-й пусковой комплекс)	40 МВА	2019	обеспечение возможности присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	202,84

1	2	3	4	5	6
2. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (2-й пусковой комплекс)	40 МВА	2020	-/-	-/-	210,63
3. Строительство отпайки ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск с заходами на ПС 110 кВ Заокская. Участок от точки врезки отпайки к ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск до ПС 35 Ненашево (без захода на ПС 35 кВ Ненашево) выполнить в двухцепном исполнении, но с подвесом одной цепи), 2018 год – ПИР, 2019-2020 годы СМР	43,5 км	2020	-/-	-/-	324,92
4. Второй этап. Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом питания на 110 кВ с заменой двух трансформаторов 4 МВА и 10 МВА на два трансформатора 2х25 МВА, 2018-2019 годы ПИР, 2021-2022 годы СМР	50 МВА	2021-2022	-/-	-/-	449,61
5. Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом питания на 110 кВ с заменой двух трансформаторов 2х2,5 МВА на два трансформатора 2х10 МВА, 2022 год- ПИР, 2023 год - СМР	20 МВА	2023	-/-	-/-	304,53
6. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск с отпайкой на ПС 110 кВ Заокская с подвесом второй цепи и строительством заходов на ПС 110 кВ Ненашево с образованием ВЛ 110 кВ Ненашево – Ясногорск, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ненашево, ВЛ 110 кВ Ненашево - Заокская 2020 год ПИР, 2021-2022 годы СМР	10,5 км	2022	-/-	-/-	15
7. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ненашево-Заокская с сооружением заходов на ПС 110 кВ Хрипково и образованием ВЛ 110 кВ Ненашево-Хрипково и ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково, 2022 год- ПИР, 2023 год – СМР	0,5 км	2023	-/-	-/-	3,5
8. Строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	59 км	2020	-/-	-/-	523,47

1	2	3	4	5	6
9. Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК с присоединением от отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон-Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	2x0,23 км, 2x16 МВА	2020	обеспечение возможности присоединения новых потребителей	ООО «ГРАНД-ПАРК», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	357,05
10. Строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и с присоединением от двух ЛЭП 110 кВ ПС 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	2x100 МВА, 2x1 км	2018	обеспечение возможности присоединения новых потребителей	АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	478,77
11. Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская – ПС 110 кВ Карбамид	2x60 МВА, 2x3 км	2020	обеспечение возможности присоединения ОАО «Щекиноазот»	ОАО «Щекиноазот»	691,06
12. Строительство ПС 220 кВ Агрокомплекс и ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС - Агрокомплекс	250 МВА, 1x2 км	2018	обеспечение технологического присоединения ООО «Агрохолдинг «Суворовский»	ООО «Агрохолдинг «Суворовский»	984,92
13. Строительство ПС 220 кВ ООО «Тепличный комплекс «Тульский» трансформаторной мощностью 2x80 МВА и заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская	2x80 МВА, 2x1 км	2018	обеспечение технологического присоединения ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	885,57

1	2	3	4	5	6
14. Реконструкция ПС 110 кВ Гипсовая с переводом на напряжение 220 кВ	2х16 МВА	2018	обеспечение технологического присоединения ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	588,4
15. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Люторичи на ПС 220 кВ Гипсовая	1х0,5 км, 1х0,563 км	2018	обеспечение возможности присоединения ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	14,99
16. Реконструкция ПС 220 кВ Северная (Тула) в части установки АТ 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 580 МВА	200 МВА	2022	реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии	ПАО «ФСК ЕЭС»	377,64

Таблица 3.18. Перечень перспективных проектов по развитию энергосистемы Тульской области на 2018-2023 годы в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Наименования проекта (мероприятия)	Характеристика объекта, ВЛ км, ПС МВА	Рекомендуемый срок ввода	Цели, решаемые при реконструкции/ строительстве	Организация, ответственная за реализацию мероприятия	Итоговая стоимость, млн руб. (без НДС)
1	2	3	4	5	6
Мероприятия по реконструкции электросетевых объектов, имеющих значительный физический износ и (или) ограничение пропускной способности					
1. Реконструкция ВЛ 110 кВ Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	3 км	2019	повышение эксплуатационных характеристик, реновация основных фондов	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	38,93
2. Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	0,8 км	2020			1,87
3. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово – Мясново, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная с заменой опор, провода, изоляторов для увеличения пропускной способности на участке Ратово - Ленинская	18,8 км	2023			213,12
4. 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 –	8,05 км	2023			89,58

1	2	3	4	5	6
Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная с заменой опор, провода, изоляторов для увеличения пропускной способности на участке Мясново - Ратово					
5. Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево (2-я очередь)	12 км	2021			119,57
6. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отп.	20 км	2023			146,49
7. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отпайками Пролёты опор № 105-163А	8,7 км	2023			58,57
8. Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отпайками и ВЛ 110 кВ Волово – Бегичево отп.	29,44 км	2023			255,48
9. Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30 км	2023			243,54
10. Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново – Советская	21 км	2023			192,56
11. Реконструкция ПС 110 кВ Рудаково с установкой силового трансформатора Т-3, монтажом КРУН 10 кВ и реконструкцией РУ 110 кВ	25 МВА	2021			237,50
12. Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2	16 МВА	2022			3,30
13. Реконструкция ПС 110 кВ Обидимо с заменой Т-2	16 МВА	2022			33,00
Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей*					
1. Сооружение ПС 500 кВ Новая в районе Щекинской ГРЭС со строительством заходов от существующей ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская в РУ 500 кВ, установкой двух автотрансформаторных групп 2х(3х167) МВА, реконструкцией ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Тула № 1 с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная № 1 с отпайкой на	2х40 км (заходы), 2х(3х167) МВА; 2х125 МВА, 2х4 км	2024**)	обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей	ПАО «ФСК ЕЭС»	7257,52

1	2	3	4	5	6
<p>ПС Metallургическая в части переноса ЛЭП на ПС 500 кВ Новая с образованием ВЛ 220 кВ Новая –Тула с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Новая, организацией заходов 220 кВ на ПС 220 кВ Metallургическая от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 1 с отпайкой на ПС Metallургическая путем достройки участка ВЛ 220 кВ с образованием ВЛ 220 кВ: ВЛ 220 кВ Новая – Metallургическая, ВЛ 220 кВ Metallургическая – Северная и ВЛ 220 кВ Новая – Щекинская ГРЭС*</p>					
<p>2. Строительство ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная*</p>	10 км	2020**)	<p>обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей</p>	ПАО «ФСК ЕЭС»	140,97
<p>3. Реконструкция сети 110 кВ и выше: ПС 220 кВ Химическая (изменение схемы РУ 220 кВ); На ПС 220 кВ Северная замена двух выключателей на ВЛ 220 кВ; Замена 5,5 км провода ВЛ 220 кВ Северная-Химическая; Строительство ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная (ориентировочной протяженностью 10 км)*)</p>	5,5 км, 10 км	2023	<p>обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей</p>	ПАО «ФСК ЕЭС»	1477,9
<p>4. Модернизация энергоблоков станционный № 1, 2 Щекинской ГРЭС*)</p>	Два блока по 200 МВт	2023	<p>обеспечение технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей</p>	ООО «Щекинская ГРЭС»	2935,63

1	2	3	4	5	6
5. Первый этап. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (1-й пусковой комплекс)	40 МВА	2019	обеспечение возможности присоединения новых потребителей	ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	202,84
6. Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (2-й пусковой комплекс)	40 МВА	2020	-/-	-/-	210,63
7. Строительство отпайки ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск с заходами на ПС 110 кВ Заокская. Участок от точки врезки отпайки к ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск до ПС 35 Ненашево (без захода на ПС 35 кВ Ненашево) выполнить в двухцепном исполнении, но с подвесом одной цепи), 2018 год – ПИР, 2019-2020 годы СМР	43,5 км	2020	-/-	-/-	324,92
8. Второй этап. Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом питания на 110 кВ с заменой двух трансформаторов 4 МВА и 10 МВА на два трансформатора 2х25 МВА, 2018-2019 годы ПИР, 2021-2022 годы СМР	50 МВА	2021-2022	-/-	-/-	449,61
9. Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом питания на 110 кВ с заменой двух трансформаторов 2х2,5 МВА на два трансформатора 2х10 МВА, 2022 год- ПИР, 2023 год - СМР	20 МВА	2023	-/-	-/-	304,53
10. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск с отпайкой на ПС 110 кВ Заокская с подвесом второй цепи и строительством заходов на ПС 110 кВ Ненашево с образованием ВЛ 110 кВ Ненашево – Ясногорск, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ненашево, ВЛ 110 кВ Ненашево - Заокская 2020 год ПИР, 2021-2022 годы СМР	10,5 км	2022	-/-	-/-	15

1	2	3	4	5	6
11. Реконструкция ВЛ 110 кВ Ненашево-Заокская с сооружением заходов на ПС 110 кВ Хрипково и образованием ВЛ 110 кВ Ненашево-Хрипково и ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково, 2022 год- ПИР, 2023 год – СМР	0,5 км	2023	-/-	-/-	3,5
12. Строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	59 км	2020	-/-	-/-	523,47
13. Строительство ПС 110 кВ ГРАНД-ПАРК с присоединением от отпаяк от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайкой на ПС Яковлево и ВЛ 110 кВ Протон-Заокская с отпайкой на ПС Яковлево	2x0,23 км, 2x16 МВА	2020	обеспечение возможности присоединения новых потребителей	ООО «ГРАНД-ПАРК», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	357,05
14. Строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и с присоединением от двух ЛЭП 110 кВ ПС 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	2x100 МВА, 2x1 км	2018	обеспечение возможности присоединения новых потребителей	АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства», ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	478,77
15. Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская – ПС 110 кВ Карбамид	2x60 МВА, 2x3 км	2020	обеспечение возможности присоединения ОАО «Щекиноазот»	ОАО «Щекиноазот»	691,06
16. Строительство ПС 220 кВ Агрокомплекс и ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС - Агрокомплекс	250 МВА, 1x2 км	2018	обеспечение технологического присоединения ООО «Агрохолдинг «Суворовский»	ООО «Агрохолдинг «Суворовский»	984,92

1	2	3	4	5	6
17. Строительство ПС 220 кВ ООО «Тепличный комплекс «Тульский» трансформаторной мощностью 2х80 МВА и заходов от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула № 2 с отпайкой на ПС Яснополянская	2х80 МВА, 2х1 км	2018	обеспечение технологического присоединения ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	ООО «Тепличный комплекс «Тульский»	885,57
18. Реконструкция ПС 110 кВ Гипсовая с переводом на напряжение 220 кВ	2х16 МВА	2018	обеспечение технологического присоединения ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	588,4
19. Строительство заходов ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Люторичи на ПС 220 кВ Гипсовая	1х0,5 км, 1х0,563 км	2018	обеспечение возможности присоединения ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	ООО «КНАУФ ГИПС НОВОМОСКОВСК»	14,99
20. Реконструкция ПС 220 кВ Северная (Тула) в части установки АТ 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 580 МВА	200 МВА	2019	реновация основных фондов, обеспечение надежности электроснабжения потребителей электрической энергии	ПАО «ФСК ЕЭС»	377,64

*) Мероприятия для обеспечения возможности технологического присоединения энергопринимающих устройств новых потребителей по пунктам 1-4 носят рекомендательный характер.

**) Год реализации определяется в соответствии со стандартом организации ПАО «ФСК ЕЭС» (СТО 56947007-29.240.121-2012) «Сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи 35-1150 кВ».

3.11. 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.

3.12. Развитие источников генерации Тульской области на 2019–2023 годы

На период с 2018 года по 2023 год планируются следующие изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, учтённые при определении сценария развития энергосистемы Тульской области, соответствующего базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности:

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

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

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

демонтаж в 2018 году блока ст. № 3 мощностью 50 МВт на Алексинской ТЭЦ;

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

ввод в работу в 2018 году парогазовой установки на Алексинской ТЭЦ мощностью 115 МВт.

На период с 2018 года по 2023 год планируются следующие изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, учтённые при

определении сценария развития энергосистемы Тульской области, соответствующего региональному прогнозу потребления электроэнергии и мощности:

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

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

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

перемаркировка в 2018 году блока ст. № 3 Т-50-90 в Т-29-90 на Алексинской ТЭЦ;

демонтаж в 2020 году блока ст. № 3 мощностью 29 МВт на Алексинской ТЭЦ;

демонтаж в 2019 году блока ст. № 11 мощностью 200 МВт на Щекинской ГРЭС;

демонтаж в 2019 году блока ст. № 12 мощностью 200 МВт на Щекинской ГРЭС;

ввод в работу в 2018 году парогазовой установки на Алексинской ТЭЦ мощностью 115 МВт;

ввод в работу в 2021 году блока на электростанции ПАО «Тулачермет» ТГ-6 мощностью 32 МВт.

Перечень существующих и планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2023 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электроэнергии и мощности приведён в приложении № 1.

3.12.1. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2023 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Оценка балансовой ситуации, а также расчеты электрических режимов в энергосистеме Тульской области на период 2019-2023 годов показали, что изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, соответствующие базовому сценарию развития энергосистемы Тульской области в части вывода из эксплуатации генерирующих объектов не приводят к выходу параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

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

Анализ результатов расчета электроэнергетических режимов показал, что для обеспечения прироста нагрузки потребителей энергосистемы Тульской области в работе с 2019 года должны находиться не менее 2 энергоблоков (400 МВт) в период зимнего максимума нагрузок и не менее 1 энергоблока (200 МВт) в период летнего максимума нагрузок.

3.12.2. Анализ схемно-режимной ситуации в связи с возможным выводом из эксплуатации генерирующих объектов на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

При выводе из эксплуатации генерирующего оборудования Щекинской ГРЭС 400 МВт в режимах зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме на всем расчетном периоде наблюдается перегрузка следующих элементов:

1) выключатель 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая;

2) ячейки выключателей на ВЛ 220 кВ Северная-Химическая на ПС 220 кВ Северная и ПС 220 кВ Химическая.

Наибольшие значения токовой загрузки достигнут к 2023 году и составят 116,5% и 101,1% соответственно.

В режимах зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме самым тяжелым аварийным возмущением является отключение 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула.

В режимах зимних максимальных нагрузок в нормальной схеме при аварийных возмущениях в сети на всем расчетном периоде наблюдается перегрузка следующих элементов:

1) выключатель 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая 2 СШ (МВ 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая). Наибольшее значение токовой загрузки составляет 144,8% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года;

2) ячейки выключателей на ВЛ 220 кВ Северная –Химическая на ПС 220 кВ Северная и ПС 220 кВ Химическая. Наибольшая токовая загрузка указанных элементов составляет 129,1% от длительно допустимого тока

(1000 А) и имеет место при аварийном отключении 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года;

3) ВЛ 220 кВ Северная – Химическая начиная с 2020 года перегружается по проводу и достигает максимальной загрузки 1291 А в 2023 году (106% от длительно допустимого тока 1219 А);

4) ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская. Наибольшая токовая загрузка указанной линии составляет 111,3% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении АТ-9 500/220 кВ ПС 500 кВ Новокаширская в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года;

5) АТ-9 500/220 кВ ПС 500 кВ Новокаширская. Наибольшая токовая загрузка указанного элемента составляет 112,8% от номинального тока 577 А, что превышает допустимую нагрузку равную 105% и имеет место при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Михайловская в режиме зимних максимальных нагрузок 2023 года.

Включение ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная в транзит при запланированном увеличении нагрузки становится невозможным из-за существенной перегрузки данной ВЛ, целесообразность дальнейшей эксплуатации ВЛ 110 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная минимальна.

В режимах летних максимальных нагрузок в ремонтных схемах наблюдается перегрузка следующих элементов:

1) выключатель 2 СШ ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС – Химическая на ПС 220 кВ Химическая. Наибольшая токовая загрузка указанного выключателя составляет 105,9% от длительно допустимого тока (1000 А) и имеет место при аварийном отключении 2 СШ 220 кВ ПС 220 кВ Тула в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи;

2) ВЛ 110 кВ Ушаково – Люторичи. Наибольшая токовая загрузка указанной линии составляет 103,8% от длительно допустимого тока (380 А) и имеет место при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Бегичево – Люторичи в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Северная – Химическая.

Оценка балансовой ситуации, а также расчеты электрических режимов на период 2019-2023 годов показали, что изменения установленной мощности в Тульской энергосистеме, соответствующие региональному сценарию развития, в части вывода из эксплуатации иных генерирующих объектов (демонтаж в 2020 году ТГ-4 мощностью 14 МВт и ТГ-7 и 32 МВт на Новомосковской ГРЭС, а также ТГ-2 и ТГ-3 мощностью 12 и 29 МВт на Алексинской ТЭЦ) не приводят к выходу параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

3.12.3. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2023 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности

По информации филиала ПАО «Квадра» – «Центральная генерация» в октябре 2019 года планируется ввод в эксплуатацию:

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

пароводогрейной котельной Алексинской ТЭЦ установленной тепловой мощностью 135 Гкал/ч (трех водогрейных котлов Eurotherm 35/115 и двух паровых котлов WULFF WRK-D-2T-50000).

После окончания отопительного сезона с мая 2020 года планируется вывод из эксплуатации старых частей Новомосковской ГРЭС (турбоагрегатов ст. № 4, 7, паровых котлов ст. № 13, 14, 15) и Алексинской ТЭЦ (турбоагрегатов ст. № 2, 3, паровых котлов ст. № 3, 4, 6).

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

В Тульской области ПАО «Квадра» реализует программы по замещению старых генерирующих мощностей на новые высокотехнологичные парогазотурбинные установки на Новомосковской ГРЭС (ПГУ-190 эксплуатируется с 2013 года) и Алексинской ТЭЦ (ПГУ-115 ввод планируется в 2018 году).

Для покрытия пиковых тепловых нагрузок и в качестве резерва при аварийных остановах ПГУ на Новомосковской ГРЭС и Алексинской ТЭЦ планируется построить пароводогрейные котельные с выводом из эксплуатации старых частей электростанций, выработавших свой ресурс.

По Ефремовской ТЭЦ планируется проведение мероприятий по повышению эффективности и экономичности существующего оборудования. Производство теплоэнергии (с коллекторов) Ефремовской ТЭЦ планируется увеличить с 975,7 тыс. Гкал в 2017 году до 1078,3 тыс. Гкал к 2023 году.

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

3.12.4. Анализ угрозы возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности

Угроза возникновения дефицита теплоснабжения потребителей в связи с возможным выводом из эксплуатации источников тепловой энергии на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электроэнергии и мощности соответствует таковой по базовому прогнозу потребления электроэнергии и мощности.

3.12.5. Предложения по вводу новых генерирующих мощностей (новые потребители, тепловая нагрузка, балансовая необходимость)

Анализ результатов расчёта электроэнергетических режимов, а также баланса тепловой и электрической энергии не выявил необходимости ввода дополнительной генерации в базовом варианте развития электроэнергетики энергосистемы Тульской области.

В региональном варианте развития электроэнергетики энергосистемы Тульской области анализ результатов расчёта электроэнергетических режимов показал невозможность надежной работы электросетевого оборудования без генерации на шинах Щекинской ГРЭС.

3.13. Предложения по переводу на парогазовый цикл с увеличением мощности действующих КЭС и ТЭЦ и производства на них электроэнергии и тепла с высокой эффективностью топливоиспользования

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

Одним из этапов решения проблемы является развитие генерирующих мощностей, для чего в ПАО «Квадра» планируется ввод в эксплуатацию парогазовой установки ПГУ-115 на Алексинской ТЭЦ.

Проект предусматривает строительство на Алексинской ТЭЦ ПГУ с двумя газотурбинными установками SGT-800 фирмы Siemens мощностью 45 МВт, паровой турбогенераторной установкой SST PAC 600 фирмы Siemens мощностью 38,5 МВт, 2 котлами-утилизаторами ПК-83 ОАО «Подольский машиностроительный завод», 3 дожимными компрессорными

станциями и блоком очистки газа фирмы Eltacon. Строительство ПГУ-115 с установкой теплофикационного парогазового блока предусматривается с целью увеличения выработки электроэнергии по теплофикационному циклу на основе внедрения высокоэффективной парогазовой технологии, повышения конкурентоспособности продукции ТЭЦ в условиях рыночной экономики.

3.14. Прогноз потребления тепловой энергии на 2019–2023 годы с выделением крупных потребителей

Прогноз потребления тепловой энергии по Тульской области на период до 2023 года приведен в таблице 3.19.

Таблица 3.19. Прогноз производства, потребления тепловой энергии по Тульской энергосистеме на 2019–2023 годы

Наименование источника тепловой энергии	2019	2020	2021	2022	2023
1. Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»:					
1.1. Выработка ТЭ всего, в т.ч.:	2101,2	2156,3	2156,3	2156,3	2156,3
Ефремовская ТЭЦ	1021,7	1078,3	1078,3	1078,3	1078,3
Алексинская ТЭЦ	492,9	498,6	498,6	498,6	498,6
Новомосковская ГРЭС	568,0	560,8	560,8	560,8	560,8
Котельные производственные	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6
1.2. Потребление ТЭ на собственные нужды	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
1.3. Отпуск ТЭ «Промышленное производство»	987,6	1043,0	1038,1	1038,1	1038,1
1.4. Отпуск ТЭ «ЖКХ»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1.5. Отпуск ТЭ «Бюджетные потребители»	7,5	7,6	7,5	7,5	7,5
1.6. Отпуск ТЭ «Прочие виды экономической деятельности»	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
1.7. Потери ТЭ	115,5	106,1	106,1	106,1	106,1
1.8. Отпуск ТЭ «Перепродавцы энергии»	976,6	981,7	976,6	976,6	976,6
2. ООО «Щекинская ГРЭС» выработка, всего, в т.ч.:	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Потребление ТЭ на собственные нужды	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
3. Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация» выработка, всего, в т.ч.:	130,6	130,6	130,6	130,6	130,6
Отпуск ОАО «Энергия – 1»	117,2	117,2	117,2	117,2	117,2
Отпуск «Промышленные	13,4	13,4	13,4	13,4	13,4

Наименование источника тепловой энергии	2019	2020	2021	2022	2023
потребители, в т.ч. собственное потребление»					
4. ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет» выработка всего, в т.ч.:	945,8	933,7	933,7	933,7	933,7
Цеха ПАО «Тулачермет» (потребление)	356,2	356,2	356,2	356,2	356,2
Отпуск АО «Тулатеплосеть» (население)	340,1	340,1	340,1	340,1	340,1
Отпуск «Промышленные потребители, потери»	249,5	237,5	237,5	237,5	237,5
5. ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод» выработка, всего, в т.ч.:	877,4	877,4	877,4	877,4	877,4
Производственные нужды ПАО «Косогорский металлургический завод» (потребление)	679,2	679,2	679,2	679,2	679,2
Отпуск «Население»	138,0	138,0	138,0	138,0	138,0
Отпуск «Прочие потребители, потери»	60,1	60,1	60,1	60,1	60,1
6. ТЭЦ ОАО «Щекиноазот» выработка ТЭ, всего, в т.ч.:	1632,6	1632,6	1632,6	1632,6	1632,6
Производственные нужды ОАО «Щекиноазот» (потребление)	1426,4	1426,4	1426,4	1426,4	1426,4
Отпуск «Население»	170,1	170,1	170,1	170,1	170,1
Отпуск «Прочие потребители, потери»	36,1	36,1	36,1	36,1	36,1
7. Котельные	10233,8	10387,3	10543,2	10701,3	10861,8
Всего объем производства тепловой энергии по Тульскому региону	15923,1	16119,7	16275,5	16433,7	16594,2

Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Тульской области и прогноз их теплопотребления представлен в таблице 3.20.

Таблица 3.20. Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями в Тульской области на 2019–2023 годы

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2019	2020	2021	2022	2023
АО «НАК «Азот»	1 743,0	1 745,0	1 735,0	1 750,0	1 745,0
ОАО «Щекиноазот»	1 426,4	1 426,4	1 426,4	1 426,4	1 426,4
ПАО «Косогорский металлургический завод»	679,2	679,2	679,2	679,2	679,2
ООО «Каргилл»	545,0	581,0	600,0	650,0	650,0
ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука»	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0
ПАО «Тулачермет»	363,9	356,2	356,2	356,2	356,2

Наименование потребителя тепловой энергии	Объем потребления тепловой энергии, тыс. Гкал				
	2019	2020	2021	2022	2023
АО «Тульский патронный завод»	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0
АО АК «Туламашзавод»	57,0	58,0	59,0	60,0	60,0
АО «Тяжпромарматура»	48,9	48,9	48,9	48,9	48,9
АО «Конструкторское бюро приборостроения им. академика А.Г. Шипунова»	51,4	55,2	60,2	64,7	64,7
АО «Полема»	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0

3.15. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на 2019–2023 годы

Основным видом топлива, потребляемым объектами по выработке электрической и тепловой энергии, является природный газ. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Тульской области в топливе на 2019–2023 годы указана в таблице 3.21.

Таблица 3.21. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе, (тут)

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
1. Природный газ, всего, в том числе:	1 950 430	1 762 348	1 864 348	1 876 348	1 876 348
ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	294 000	310 000	412 000	424 000	424 000
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	73 000	73 000	73 000	73 000	73 000
Первомайская ТЭЦ ОАО «Щекиноазот»	452 307	452 307	452 307	452 307	452 307
Блок-станция Ефремовского филиала ОАО «Щекиноазот»	4 688	4 688	4 688	4 688	4 688
ООО «Щекинская ГРЭС»	261 635	154 553	154 553	154 553	154 553
Филиал ПАО «Квадра» – «Центральная генерация»	864 800	767 800	767 800	767 800	767 800
2. Доменный газ всего, в том числе:	439 000	447 000	448 000	446 000	446 000
ТЭЦ-ПВС ПАО «Тулачермет»	350 000	358 000	359 000	357 000	357 000
ТЭЦ-ПВС ПАО «Косогорский металлургический завод»	89 000	89 000	89 000	89 000	89 000
3. Уголь всего, в том числе:	732 859	714 986	697 437	680 428	680 428
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	732 859	714 986	697 437	680 428	680 428
4. Мазут всего, в том числе:	30 383	30 188	29 182	28 526	28 526

Наименование	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Филиал «Черепетская ГРЭС им. Д.Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	30 349	30 154	29 148	28 492	28 492
ООО «Щекинская ГРЭС»	34	34	34	34	34

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

Анализ выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Тульской области показал, что большая часть сетей теплоснабжения и котельных имеют высокий уровень износа. Котельные находятся в неудовлетворительном техническом состоянии и требуют значительного отвлечения средств для их реконструкции. Устаревшее котельное оборудование необходимо заменить современным оборудованием с автоматикой, большим коэффициентом полезного действия, что даст значительную экономию средств на его эксплуатацию.

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

Перспективы перевода существующих источников теплоснабжения на когенерационный цикл рассмотрены по результатам анализа актуализированной схемы теплоснабжения муниципального образования город Тула на период до 2033 года, утвержденной приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 09.06.2017 № 516.

По данным указанной схемы теплоснабжения на рассматриваемый период:

строительство новых энергоисточников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, предназначенных для обеспечения перспективных тепловых нагрузок потребителей муниципального образования город Тула, не предусматривается;

реконструкция котельных по переоборудованию в источники комбинированной выработки электрической и тепловой энергии не предусматривается.

3.17. Анализ включения генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которого продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему и программу

К возобновляемым источникам энергии относятся:
солнечное излучение (гелиоэнергетика);
энергия ветра (ветроэнергетика);
энергия рек и водотоков (гидроэнергетика);
энергия приливов и отливов;
энергия волн;
геотермальная энергия;
рассеянная тепловая энергия: тепло воздуха, воды, океанов, морей и водоемов;
энергия биомассы.

Нетрадиционная энергетика может эффективно использоваться для энергоснабжения потребителей, расположенных, прежде всего, в районах, не охваченных централизованным энергоснабжением.

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) 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 3.22.

Таблица 3.22. Значение суммарной солнечной радиации, кВт·ч/м²

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
Географическая широта, 56 град.с.ш.	31	61	130	181	233	243	243	193	135	74	35	23	132

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

1) недостаточный ветропотенциал – среднегодовая скорость ветра составляет 2,3 м/с или 8,3 км/ч. В холодное время года скорость ветра выше. Самым ветреным месяцем является декабрь. При такой скорости ветра ветрогенератор вырабатывает около 30% от своей номинальной мощности. Данные по скорости ветра для муниципального образования город Тула приведены в таблице 3.23;

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 3.23. Данные по скорости ветра для муниципального образования город Тула, м/с

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

Факторы, затрудняющие применение теплонасосных установок (ТНУ) в энергосистеме Тульской области, следующие:

1) высокая величина капитальных вложений. Стоимость установки тепловой мощностью 10 кВт (включая оборудование, монтаж, земляные работы) составляет около 9,5-12,0 тыс. долл. США);

2) возможность безопасного использования ТНУ составляет сравнительно непродолжительное количество часов – 1800 часов в год. Превышение числа часов работы ТНУ повышает риск значительного снижения температуры вокруг скважины или промерзания некоторых участков, что может привести к проседанию некоторых слоев грунта или более опасным последствиям для микроклимата грунта и строений вблизи скважины, поскольку тепловая регенерация используемого грунта осуществляется медленнее, чем мы расходует теплоту грунта;

3) расходы на потребляемую электроэнергию для работы ТНУ (компрессор, циркуляционные насосы геоконтуров, системы автоматики) сопоставимы с затратами на сжигание природного газа.

Основными факторами, затрудняющими применение биотопливных установок, являются высокая удельная стоимость строительства в размере

3,5-4,5 тыс. долл. США за кВт установленной мощности и, как следствие, длительный период окупаемости.

Проектом схемы и программы развития ЕЭС России на 2018-2024 годы и схемой теплоснабжения муниципального образования города Тулы на период до 2033 года ввод генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в энергосистеме Тульской области не предполагается.

4. Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям

Цифровая интеллектуальная сеть – это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС и ВЛ, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов Международной Электротехнической Комиссии (далее – МЭК).

Важная характеристика «цифровой» сети – возможность потребителя участвовать в управлении нагрузкой, взаимодействовать с разными сбытовыми компаниями с выбором оптимальных тарифных предложений, интегрировать в сеть собственные источники генерации и накопители электрической энергии. Данный функционал дает широкие возможности всем участникам энергетического рынка обеспечить эффективность передачи и потребления электроэнергии.

Электросетевые компании получают более широкие возможности по прогнозированию потребления, управлению потерями электроэнергии и наблюдаемости сетей.

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

- 1) способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
- 2) возможность активного участия в работе сети потребителей;
- 3) устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
- 4) обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
- 5) обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;

б) интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг на рынках, в частности для электротранспорта.

Активно-адаптивную сеть характеризует:

1) гибкость. Сеть должна быть адаптирована под различные режимы работы поставщиков и потребителей электроэнергии;

2) доступность. Сеть должна быть доступна для новых потребителей, причём в качестве новых подключений к сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии;

3) надёжность. Сеть должна гарантировать надёжность поставки и качество электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов;

4) экономичность. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении интеллектуальной сети совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Ключевым фактором реализации цифровой интеллектуальной сети является платформенность решений и единых цифровых шин данных.

Одним из основных направлений развития цифровизации является повышение уровня автоматизации оперативно-технологического управления. Под оперативно-технологическим управлением (далее – ОТУ) электрическими сетями понимается совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого комплекса (ЭСК) компании, включающая выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

1) надёжности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условий договоров оказания услуг по передаче;

2) надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;

3) эффективной, с наименьшими техническими потерями передачи электроэнергии по сетям.

Система ОТУ должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСК с целью эффективного управления как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития. Основной при этом является автоматизация функции управления.

Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на подстанции, а в случае их

отсутствия, отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации на верхний уровень управления.

На ПС 110 кВ, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение АСУТП в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления подстанцией. АСУТП подстанции должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны, информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой. АСУТП должна иметь самостоятельное значение для конкретной подстанции в плане повышения эффективности её функционирования за счёт таких факторов, как:

1) повышение наблюдаемости сети: отображение состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом;

2) повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;

3) предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванных ошибками персонала, и снижение ущерба;

4) повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;

5) автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Общие требования к АСУТП ПС:

1) открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);

2) обеспечение информационного обмена с центром управления сетями (ЦУС) по протоколам МЭК 60870-5-101/104, в дальнейшем – с поддержкой протокола МЭК 61850 - 10;

3) развитие аналитических и экспертных функций в АСУТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;

4) реализация функций контроля и управления отдельной единицей оборудования с минимальной зависимостью от состояния (в т.ч. отказов) других компонентов системы;

5) обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров.

На тупиковых, отпаечных ПС 110 кВ, ПС 35 кВ должны применяться системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ЦУС.

На ТП 6-10 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах диспетчерских пунктов районов электрических сетей.

Создание «цифровых» подстанций

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на подстанциях электросетевой компании является создание «цифровых» ПС (ЦПС). Под ЦПС понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (АСУТП / ССПИ, АИИС КУЭ, РЗА, ПА, РАС, ОМП и другими), в которой все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управления работой ПС осуществляются в цифровом виде на основе протокола МЭК 61850. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

1) функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем ПС, прежде всего интегрированных в АСУТП, – повышение уровня автоматизации технологических процессов ПС;

2) развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах ПС, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем ПС посредством «оцифровки» аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных во вторичные системы ПС через цифровую коммуникационную среду ПС, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

Требования к системам телемеханики и АСУТП «цифровых» сетей:

1) для реализации функции телеизмерений в качестве источников информации допускается использование счетчиков АСКУЭ и щитовых приборов;

2) АСУТП ПС должна строиться на базе SCADA–системы. Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня

АСУТП ПС выполняется на базе серверов / промышленных контроллеров с обеспечением горячего резервирования;

3) локальная вычислительная сеть (ЛВС) АСУТП ПС должна быть резервируемой. Должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов ЛВС АСУ ТП ПС при изменении топологии сети;

4) интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУ ТП ПС должна осуществляться по протоколам обмена, рекомендованным МЭК (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, МЭК 61850);

5) не должно применяться избыточного резервного управления первичным оборудованием, включая телеуправление.

В составе АСУ ТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) – сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевого обмена IP не ниже версии 4 – в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу МЭК 60850, но не хуже МЭК 61870-5-104.

Мероприятия по модернизации ряда подстанций и диспетчерских пунктов РЭС в части реконструкции существующей системы АСУТП (телемеханика, РЗА, учет электроэнергии, первичное оборудование), направленные на внедрение элементов цифровых электрических сетей, поддерживающих цифровой обмен данными, целесообразно предусмотреть в долгосрочной инвестиционной программе развития филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья», поскольку их реализация является первым этапом на пути к активно-адаптивной сети (таблица 4.1).

Таблица 4.1. Модернизация подстанций и диспетчерских пунктов районов электрических сетей (РЭС)

Объект	Основание включения в СиПР	Планируемые сроки реализации в СиПР	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
<p>Цифровая связь.</p> <p>1) модернизация подстанций в части организации резервного и основного каналов связи: ПС 35-110 кВ – 15 штук.</p> <p>2) организация спутниковых каналов связи: ПС 110 кВ – 2 штуки.</p> <p>3) модернизация ВЧ-канала: ПС 35-110 кВ – 7 штук.</p>	<p>Развитие электрических сетей на территории Тульской области с применением новых технологических решений.</p> <p>Необходимость повышения надежности и обеспечение наблюдаемости параметров электросетевого комплекса филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».</p>	<p>2018-2023 годы</p>	<p>Организация цифровых каналов связи посредством ВОК, тип ОКСН (ВОЛС). Организация основного и резервного канала связи (в том числе с составе программы ССПИ) с использованием магистральных маршрутизаторов Cisco ASR, оптических мультиплексоров Nateks FOM-4E, первичных мультиплексоров доступа Nateks MMX. Организация спутниковых каналов связи на оборудовании Eutelsat. Организация цифровых ВЧ каналов с использованием ВЧ-аппаратуры ЦВК-16</p>	<p>1) повышение эффективности диспетчерского управления;</p> <p>2) улучшение ведения режимов и производственных процессов;</p> <p>3) ускорение ликвидаций нарушений и аварий;</p> <p>4) повышение надежности и устойчивости работы системы электроснабжения;</p> <p>5) обеспечение возможности подробного, ретроспективного анализа режимов работы основного оборудования</p>

Объект	Основание включения в СиПР	Планируемые сроки реализации в СиПР	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
<p>Цифровая телемеханика.</p> <p>1) модернизация ПС в части телемеханики:</p> <p>ПС 35-110 кВ 30 штук</p>	<p>Развитие электрических сетей 35/110 кВ на территории Тульской области с применением новых технологических решений.</p> <p>Необходимость управления работой сети дистанционно.</p> <p>Необходимость контроля состояния оборудования в режиме онлайн</p>	<p>2018-2023 годы</p>	<p>Установка контролируемого пункта телемеханики «Прософт» с прокладкой контрольных кабелей, установкой контроллеров, обеспечивающих сбор телеинформации с присоединений 6, 10, 35, 110 кВ и передачу данных на верхний уровень управления по двум независимым каналам связи (в том числе в составе программы ССПИ)</p>	<p>1) позволит управлять работой подстанции дистанционно, а также получать все необходимые данные для управления;</p> <p>2) улучшается общая надёжность энергосистемы и повышается качество обслуживания потребителей;</p> <p>3) значительно улучшается уровень оперативно-диспетчерского реагирования и управления;</p> <p>4) снижаются эксплуатационные затраты</p>
<p>АСДУ РДП РЭС.</p> <p>1) модернизация аппаратуры телемеханики с установкой контроллеров,</p>	<p>Развитие электрических сетей 6/10 кВ на территории Тульской области с применением новых технологических решений.</p>	<p>2018-2021 годы</p>	<p>Модернизация аппаратуры телемеханики с установкой контроллеров телемеханики ТП/РП,</p>	<p>1) позволит управлять работой ТП/РП дистанционно, а также получать все необходимые данные для управления;</p>

Объект	Основание включения в СиПР	Планируемые сроки реализации в СиПР	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
<p>обеспечивающих сбор телеинформации с присоединений: 6-10 кВ ТП/РП в количестве 15 штук;</p> <p>2) реконструкция диспетчерского щита Заокского РЭС с модернизацией ОИК</p>	<p>Необходимость управления работой сети дистанционно.</p> <p>Необходимость контроля состояния оборудования в режиме онлайн</p>		<p>обеспечивающих сбор телеинформации с присоединений 6-10кВ и передачу данных по сети GSM на серверы ОИК ЦУС филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья» (г. Тула, Тимирязева, 99а).</p> <p>Реконструкция диспетчерского щита на диспетчерском пункте Заокского РЭС с установкой нового мозаичного щита АРКМЕД с контроллером и интеграция его с ОИК КОТМИ</p>	<p>2) улучшается общая надёжность энергосистемы и повышается качество обслуживания потребителей;</p> <p>3) значительно улучшается уровень оперативно-диспетчерского реагирования и управления;</p> <p>4) снижаются эксплуатационные затраты</p>
<p>Реконструкция РП, ТП, ЗРТП 6-10 кВ – 40 штук (в т.ч. Заокский РЭС, Веневский РЭС, Одоевский РЭС, Воловский РЭС)</p>	<p>Развитие электрических сетей на территории Тульской области с применением новых технологических решений</p>	<p>2018-2023 годы</p>	<p>Телемеханизация с организацией передачи телеинформации на рабочее место диспетчера. Замена существующего</p>	<p>1) возможность ликвидации перерывов электроснабжения в аварийных ситуациях в соответствии с Правилами устройства</p>

Объект	Основание включения в СиПР	Планируемые сроки реализации в СиПР	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
	Необходимость повышения надежности и обеспечение наблюдаемости параметров электросетевого комплекса филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья».		коммутационного оборудования на вакуумные выключатели ВВ/TEL с возможностью дистанционного управления с рабочего места диспетчера. Реконструкция (замена) строительной части.	электроустановок; 2) наблюдаемость параметров системы и режима работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии; 3) управляемость в режиме реального времени;
Реконструкция КРУН – 5 штук	Необходимость управления работой сети дистанционно. Необходимость контроля состояния оборудования в режиме онлайн		Применение выключателя нагрузки 6 кВ с дистанционным отключением поврежденного участка ВЛ-6 кВ посредством воздействия на разъединитель с передачей данных на рабочее место диспетчера.	4) интеллектуальный учет электроэнергии; 5) улучшается общая надёжность энергосистемы и повышается качество обслуживания
Модернизация ВЛ 6-10 кВ распределительной сети с установкой разъединителей с ИКЗ и моторным приводом			Телемеханизация с организацией передачи телеинформации на рабочее место диспетчера. Замена существующего	

Объект	Основание включения в СиПР	Планируемые сроки реализации в СиПР	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
<p>201 шт. (Заокский РЭС, Веневский РЭС, Одоевский РЭС, Воловский РЭС)</p> <p>Модернизация ВЛ 6-10 кВ с установкой реклоузеров 115 штук (в т.ч. Заокский РЭС, Веневский РЭС, Одоевский РЭС, Воловский РЭС)</p>			<p>коммутационного оборудования на вакуумные выключатели ВВ/TEL с возможностью АВР, АПВ дистанционного управления с рабочего места диспетчера</p>	
<p>Цифровизация систем учёта электроэнергии</p>	<p>Необходимость снижения потерь электроэнергии в электрических сетях. Обеспечение наблюдаемости параметров электросетевого комплекса филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»</p>	<p>2018-2023 годы</p>	<p>Установка приборов учета, класс напряжения 0,22-0,4 кВ в количестве 46 652 штук</p> <p>Установка устройств сбора и передачи данных в количестве 1424 штук</p> <p>Включение приборов учета и пунктов коммерческого учета в систему удаленного сбора данных – 46 652 штук</p>	<p>1) снижение потерь электроэнергии в электрических сетях;</p> <p>2) повышение наблюдаемости параметров системы и режима работы электросетевого комплекса;</p> <p>3) интеллектуальный учет электроэнергии;</p> <p>4) мониторинг показателей качества электроэнергии</p>

Объект	Основание включения в СИПР	Планируемые сроки реализации в СИПР	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
			<p>Всего планируется установить и включить в систему удаленного сбора данных 46 652 прибора учета.</p> <p>Постоянная передача данных о потребленной электроэнергии и мощности по каналам связи GSM, обеспечивающим сбор и обмен информации по стандартным интерфейсам и протоколам обмена в автоматизированном и по запросу режимах</p>	

5. Схема развития электроэнергетики Тульской области

Схема развития электроэнергетики Тульской области включает в себя:

а) карту-схему размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 6);

б) карту-схему размещения линий электропередачи, подстанций напряжением 110 кВ и выше и электростанций Тульской области в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 7);

в) нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2018 и на период до 2023 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 8);

г) нормальную схему электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2018 и на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности (приложение № 9);

д) вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2018-2023 годы. Сводные данные по развитию электрических сетей (приложение № 5).

6. Список сокращений, используемых в тексте

АО «СО ЕЭС»	Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
АТ	Автотрансформатор
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АСДУ	Автоматизированная система диспетчерского управления
АИИС КУЭ	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии
АОПО	Автоматика ограничения перегруза оборудования
В	Выключатель
ВДТ	Вольтодобавочный трансформатор
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
Вт	Ватт
ВОК	Волоконно-оптический кабель
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
Гкал/час	Гигакалория в час
ГПП	Главная понизительная подстанция
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
КЗ	Короткозамыкатель
КИУМ	Коэффициент использования установленной мощности
КЛ	Кабельная линия электропередачи
КОМ	Конкурентный отбор мощности
КОТМИ	Комплекс обработки телемеханической информации
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/час	Мегаватт в час
МРСК	Межрегиональная распределительная сетевая компания
ОД	Отделитель
ОИК	Оперативный измерительный комплекс
ОКСН	Оптический кабель самонесущий неметаллический
ОМП	определение места повреждения
ОРЭМ	Оптовый рынок электрической энергии и мощности
отп.	Отпайка (отпайки) линии электропередачи
ОЭС	Объединенная энергетическая система
ПА	Противоаварийная автоматика
ПВС	Паровоздуховная станция
ПГУ	Парогазовая установка
ПМЭС	Предприятие магистральных сетей
ПО «ЕЭС»	Производственное отделение «Ефремовские электрические сети» филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК Центра и Приволжья»
ПО «НЭС»	Производственное отделение «Новомосковские электрические сети» филиала «Тулэнерго» ПАО «МРСК

	Центра и Приволжья»	
ПС	Электрическая подстанция	
ПТУ	Паротурбинная установка	
РАС	Система регистрации аварийных событий	
РДУ	Региональное диспетчерское управление	
РДП	Районный диспетчерский пункт	
РЗА	Релейная защита и электроавтоматика	
РПН	Переключатель регулирования	напряжения
	трансформатора под нагрузкой	
РУ	Распределительное устройство	
РЭС	Район электрических сетей	
СВМ	Схема выдачи мощности	
СКРМ	Средство компенсации реактивной мощности	
ССПИ	Система сбора и передачи информации	
т/ч	Тонна в час	
СШ	Система шин	
ТГ	Турбогенератор	
ТН	Трансформатор напряжения	
ТП	Технологическое присоединение	
ТСО	Территориальная сетевая организация	
ТТ	Трансформатор тока	
ТУ	Технические условия	
тут	Тонна условного топлива	
ТЭ	Тепловая энергия	
ТЭК	Топливо-энергетический комплекс	
ТЭС	Тепловая электростанция	
ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль	(теплофикационная электростанция)
ТЭЦ-ПВС	Теплоэлектроцентраль – паровоздуховная станция	
ШР	Шунтирующий реактор	
ЦУС	Центр управления сетями	
ЭВ	Элегазовый выключатель	

Приложение № 1
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2019-2023 годы

ПЕРЕЧЕНЬ

существующих, планируемых к строительству и выводу из эксплуатации электрических станций, установленная мощность которых превышает 5 МВт, на период до 2023 года в соответствии с базовым и региональным прогнозами потребления электрической энергии и мощности по энергосистеме Тульской области

Объекты	Вид топлива	2018 год			2019 год			2020 год			2021 год			2022 год			2023 год		
		количество блоков		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 прогнозом потребления электрической энергии и мощности																			
Черепетская ГРЭС Тульская область, г. Суворов, филиал "Черепетская ГРЭС имени Д.Г. Жирина" 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	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200
		2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	К-200-130	200	2	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	(ПГУ)Т	115	1	(ПГУ)Т	115	1	(ПГУ)Т	115	1	(ПГУ)Т	115	1	(ПГУ)Т	115	1	(ПГУ)Т	115
Итого по станции		2		127	2		127	2		127	1		115	1		115	1		115

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Первомайская ТЭЦ ОАО "Щекиноазот", Тульская область, г. Щекино	газ	2	П-25- 29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25-29/13	25	2	П-25- 29/13	25	2	П-25- 29/13	25
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31	15
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31	15
		1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25
Итого по станции		5		105	5		105	5		105	5		105	5		105	5		105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО "Щекиноазот", Тульская область, г. Ефремов	газ	1	П-6- 35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6- 35/5М	6
Итого по станции		1		6	1		6	1		6	1		6	1		6	1		6
Итого по станциям ОАО "Щекиноазот"		6		111	6		111	6		111	6		111	6		111	6		111
Всего по станциям промышленных предприятий		12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5	12		236,5
ВСЕГО		26		1607,15	26		1607,15	25		1582,15	22		1524,15	22		1524,15	22		1524,15
В соответствии с 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	2	К-200- 130	200															
Итого по станции		2		400	0		0	0		0	0		0	0		0	0		0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Алексинская ТЭЦ, Тульская область, г. Алексин, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	ПР-12- 90/15	12	1	ПР-12- 90/15	12													
		1	Т-29- 90/1,5	29	1	Т-29-90/1,5	29													
		1	5 (ПГУ)Т	115	1	5 (ПГУ)Т	115	1	5 (ПГУ)Т	115	1	5 (ПГУ)Т	115	1	5 (ПГУ)Т	115	1	5(ПГУ)Т	115	115
Итого по станции		3		156	3		156	1		115	1		115	1		115	1		115	
Ефремовская ТЭЦ, Тульская область, г. Ефремов, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	2	ПР-25- 90/10	25	2	ПР-25- 90/10	25	2	ПР-25-90/10	25	2	ПР-25- 90/10	25	2	ПР-25- 90/10	25	2	ПР-25- 90/10	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	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	50
Итого по станции		4		160	4		160	4		160	4		160	4		160	4		160	
Новомосковская ГРЭС, Тульская область, г. Новомосковск, филиал ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"	газ	1	Р-14- 90/31	14	1	Р-14-90/31	14													
		1	Р-32- 90/13	32	1	Р-32-90/13	32													
		1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	1	PG9171E	131,75	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	1	SST PAC 600	55,9	55,9
Итого по станции		4		233,65	4		233,65	2		187,65	2		187,65	2		187,65	2		187,65	
Всего по филиалу ПАО "Квадра" - "Центральная генерация"		11		549,65	11		549,65	7		462,65	7		462,65	7		462,65	7		462,65	
ТЭЦ-ПВС ПАО "Тулачермет", Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	1	ПТ-25- 90/10М	25	
		1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6-35/10	6	1	Р-6- 35/10	6	6
		1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5-90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	1	Р-10,5- 90/31	10,5	10,5
		1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60-90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	1	ПТ-60- 90/13	60	60
Итого по станции		4		101,5	4		101,5	4		101,5	5		133,5	5		133,5	5		133,5	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
ТЭЦ-ПВС ПАО "Косогорский металлургический завод", Тульская область, г. Тула	газ	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12-35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12	1	ПТ-12- 35/10	12
		1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12	1	ПТ-12- 35/10м	12
Итого по станции		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	2	П-25- 29/13	25
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31	15
		1	Р-15- 90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15-90/31	15	1	Р-15- 90/31	15
		1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25-90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25	1	ПР-25- 90/10	25
Итого по станции		5		105	5		105	5		105	5		105	5		105	5		105
ТЭЦ Ефремовского филиала ОАО "Щекиноазот", Тульская область, г. Ефремов	газ	1	П-6- 35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6-35/5М	6	1	П-6- 35/5М	6
Итого по станции		1		6	1		6	1		6	1		6	1		6	1		6
Итого по станциям ОАО "Щекиноазот"		6		111	6		111	6		111	6		111	6		111	6		111
Всего по станциям промышленных предприятий		12		236,5	12		236,5	12		236,5	13		268,5	13		268,5	13		268,5
ВСЕГО		27		1636,15	25		1236,15	21		1149,15	22		1181,15	22		1181,15	22		1181,15

Приложение № 2
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2019-2023 годы

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
линий электропередачи классом напряжения 110 кВ и выше энергосистемы Тульской области

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	Участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
1	ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС-Михайловская	Участок ВЛ	5хАС 400/51	1987 / 1988		217,71	2 475,00	413,66
2	ВЛ 500 кВ Михайлов-Чагино с отпайкой	Участок ВЛ	5хАС 300/66	1959		59,50	1 960,00	201,31
	ИТОГО ВЛ 500 кВ ПАО "ФСК ЕЭС"					277,21		
1	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС-Михайловская	ВЛ	АС 400/64	1959	2007	37,04	860,00	349,62
2	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ока	Участок ВЛ	АС 400/93	1949		9,70	860,00	
3	ВЛ 220 кВ Алексинская ТЭЦ - Ленинская	Участок ВЛ	АС 400/93 АС 400/51	1951	1973	38,10	825,00	321,77
4	ВЛ 220 кВ Тула - Ленинская	ВЛ	АС 400/51 АС 400/93	1951	1973	30,40	825,00	334,62
5	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС - Тула	ВЛ	АС 400/51	1964		78,30	825,00	370,28
6	ВЛ 220 кВ Тула - Приокская	ВЛ	АС 400/51	1951/2012	1992	55,40	825,00	233,18
7	ВЛ 220 кВ Приокская-Бугры	Участок ВЛ	АС 400/51 АС 400/93	1951/2012		29,56	825,00	
8	ВЛ 220 кВ Бегичево - Звезда	ВЛ	АС 300/39	1982		73,92	710,00	92,10
9	ВЛ 220 кВ Бегичево - Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1965		24,89	825,00	336,49
10	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Люторичи	ВЛ	АС 400/51	1965		28,15	825,00	328,81
11	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Каширская ГРЭС	Участок ВЛ	АС 400/51 АС 400/93, маллард	1938		56,17	825,00	
12	ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Химическая	ВЛ	АС 400/51	1991		14,90	825,00	459,42
13	ВЛ 220 кВ Каширская ГРЭС - Химическая	Участок ВЛ	АС 400/51 АС 400/93, маллард	1946		60,28	825,00	385,65
14	ВЛ 220 кВ Северная - Химическая	ВЛ	АС 500/64	1973		5,48	945,00	601,41
15	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 1 с отпайкой на ПС Металлургическая	ВЛ	АС 500/64 АС 500/51	1966		59,30	945,00	0,00
16	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная № 2 с отпайкой на блок 2	ВЛ	АС 400/93 АС 400/64	1951		40,20	825,00	219,63
17	ВЛ 220 кВ Тула - Металлургическая	ВЛ	АС 500/51	1981		12,40	945,00	79,40
18	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Алексинская ТЭЦ	ВЛ	АС 400/51 АС 400/93	1954		57,45	825,00	320,85
19	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Станы	ВЛ	АСО 400/51 АС 400/51 АС 400/64 АС 400/93	1954/1964/201	2013	27,68	825,00	119,63
20	ВЛ 220 кВ Станы-Шипово	ВЛ	АС 400/51 АС 400/93 АС 400/64	1954/1964/201	2013	18,45	825,00	105,51
21	ВЛ 220 кВ Шипово - Ока	Участок ВЛ	АС 400/64 АС 400/93	1954		5,90	825,00	212,13
22	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Литейная	ВЛ	АС 400/51	1959		28,85	825,00	188,33
23	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Мценск	Участок ВЛ	АС 500/64	1958		50,00	945,00	
24	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Орбита	ВЛ	АС 400/51	2010		10,47	825,00	246,30
25	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Спутник	ВЛ	АС 400/51	1974/2013		10,47	825,00	103,37
26	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Цементная	ВЛ	АС 400/51	1957		30,75	825,00	
27	ВЛ 220 кВ Черепетская ГРЭС – Электрон	ВЛ	АС 400/51	1957/1964		13,20	825,00	106,97
28	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Бегичево с отпайкой на блок 1	ВЛ	АС 400/64	1964		49,16	825,00	164,39

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	Участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
29	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула №1 с отпайкой на ПС Яснополянская	ВЛ	АС 400/93	1951		24,79	825,00	110,41
			АС 400/51					
30	ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Тула №2 с отпайкой на ПС Яснополянская	ВЛ	АС 400/51	1951		24,73	825,00	126,50
			АС 400/93					
	ИТОГО ВЛ 220 кВ ПАО "ФСК ЕЭС"					1006,09		
1	ВЛ 110 кВ Грызлово - Венев с отпайкой Нефтяная	ВЛ	АС-150	1993		31,9	445	62
2	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Грызлово с отпайкой Фенольная	ВЛ	АС-150	1933		17,82	445	97
3	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Керамик с отпайкой СМС	ВЛ	АС-185	1963		14,57	510	190
4	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Угольная с отпайкой Залесная	ВЛ	АС-185	1963		17,911	510	190
	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Угольная с отпайкой Залесная	Отпайка ВЛ	АС-185	1971		4,24	380	37
5	ВЛ 110 кВ Ушаково - Бегичево	ВЛ	АС-120	1954		21,8	380	182
6	ВЛ 110 кВ Ушаково - Люторичи	ВЛ	АС-120	1954		15,8	380	180
7	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка I с отпайкой Гипсовая	ВЛ	АС-150	1961		6,32	445	1
8	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Урванка II с отпайкой Гипсовая	ВЛ	АС-150	1961		6,32	445	108
9	ВЛ 110 кВ Донская - Угольная	ВЛ	АС-120	1940		7,66	380	139
10	ВЛ 110 кВ Донская - Люторичи	ВЛ	АС-120	1940		7,4	380	125
11	ВЛ 110 кВ Узловая - Партизан	ВЛ	АС-150	1948		14,98	445	65
12	ВЛ 110 кВ Бегичево - Партизан	ВЛ	АС-150	1948		21,83	445	90
13	ВЛ 110 кВ Бегичево - Труново	Участок ВЛ	АС-150	1956		25,85	380	120
	ВЛ 110 кВ Бегичево - Труново	Участок ВЛ	АС-150	1956	1989	5,7	445	
14	ВЛ 110 кВ Гремячее - Савино	ВЛ	АС-120	1998		9,33	380	39
15	ВЛ 110 кВ Савино - Сокольники	ВЛ	АС-120	1963		18,2	380	32
16	ВЛ 110 кВ Виленки- Гремячее	Участок ВЛ	АС-120	1956		12,33	380	58
17	ВЛ 110 кВ Кашира- Мордвес	Участок ВЛ	АС-150	1933		3,4	445	56
18	ВЛ 110 кВ Мордвес - Венев с отпайкой Нефтяная	ВЛ	АС-150	1933		26,77	445	20
19	ВЛ 110 кВ Новомосковск- Кислородная	ВЛ	АС-150	1961		2,3	445	11
20	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками Богородицк, Турдей	Участок ВЛ	АС-120	1960		26,09	380	52
	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками Богородицк, Турдей	Участок ВЛ	АС-120	1960	1979;2012	50,03	380	
	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками Богородицк, Турдей	Отпайка ВЛ	АС-120	1967		3,4	380	27
	ВЛ 110 кВ Звезда - Бегичево с отпайками Богородицк, Турдей	Отпайка ВЛ	АС-120	2012	2012	3,9	445	4
21	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой Богородицк	Участок ВЛ	АС-120	1960		26,09	380	80
	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой Богородицк	Участок ВЛ	АС-120	1960		6,78	380	
	ВЛ 110 кВ Волово - Бегичево с отпайкой Богородицк	Отпайка ВЛ	АС-120	1967		3,4	380	34
22	ВЛ 110 кВ Узловая - Северная	ВЛ	АС-150	1948		14,59	445	151
23	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Сокольники с отпайкой Фенольная	ВЛ	АС-120	1956		26,28	380	7
24	ВЛ 110 кВ Узловая- Машзавод I	ВЛ	АС-95	1962		7,73	330	2
25	ВЛ 110 кВ Узловая - Машзавод II	ВЛ	АС-95	1962		7,73	330	0
26	ВЛ 110 кВ Оболенская - Северная	ВЛ	АС-120	1962		11,59	380	101
27	ВЛ 110 кВ Оболенская - Красный Яр с отпайкой Шатск I	Участок ВЛ	АС-120	1962		4,1	380	
	ВЛ 110 кВ Оболенская - Красный Яр с отпайкой Шатск I	ВЛ	АС-150	1938	2010	8,7	445	98
	ВЛ 110 кВ Оболенская - Красный Яр с отпайкой Шатск I	Отпайка ВЛ	АС-120	1957	1993	2,2	380	2
28	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Задонье с отпайками Залесная, СМС	ВЛ	АС-120	1954		15,314	380	212
	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Задонье с отпайками Залесная, СМС	Отпайка ВЛ	АС-120	1954		1,831	380	45

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	Участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
29	ВЛ 110 кВ Люторичи - Задонье	ВЛ	АС-120	1971		20,25	380	85
30	ВЛ 110 кВ Люторичи - Zubovo	ВЛ	АС-120	1971		31,69	380	33
31	ВЛ 110 кВ Zubovo - Горлово	ВЛ	АС-120	1953		24,69	380	49
32	ВЛ 110 кВ Северная - Метаноловская	ВЛ	АС-240	1963	2010	8,2	610	0
33	ВЛ 110 кВ Бегичево - Арматурная I	ВЛ	АС-150	1976		15,1	445	26
34	ВЛ 110 кВ Бегичево - Арматурная II	ВЛ	АС-150	1976		15,1	445	10
35	ВЛ 110 кВ Химическая - Грызлово	ВЛ	АС-120	1959		2,6	380	0
36	ВЛ 110 кВ Химическая - Кислородная	ВЛ	АС-150	1959		10,79	445	9
37	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Метаноловская	ВЛ	АС-240	1963	2010	2,2	610	0
38	ВЛ 110 кВ Новомосковск - Северная	ВЛ	АС-240	1963	2010	9,2	610	0
39	ВЛ 110 кВ Люторичи - Епифань	ВЛ	АС-95	1990		16,6	330	3
40	ВЛ 110 кВ Ушаково - Епифань с отпайкой Казановка	ВЛ	АС-95	1990		10,98	330	23
	ВЛ 110 кВ Ушаково - Епифань с отпайкой Казановка	Отпайка ВЛ	АС-95	1996		8,73	380	13
41	ВЛ 110 кВ Керамик - Угольная	ВЛ	АС-185	1963		3,34	510	131
42	ВЛ 110 кВ КПД I	ВЛ	АС-120	1979		6,3	380	13
43	ВЛ 110 кВ КПД II	ВЛ	АС-120	1979		6,3	380	12
44	ВЛ 110 кВ Технологическая I	ВЛ	АС-95	1981		6,01	330	0,7
45	ВЛ 110 кВ Технологическая II	ВЛ	АС-95	1981		6,01	330	4
46	ВЛ 110 кВ Ушатово - Дубна	ВЛ	АС-150	1992		36,2	445	12
47	ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой Безово	ВЛ	АС-150	1956		21,42	445	81
	ВЛ 110 кВ Суворов - Агеево с отпайкой Безово	Отпайка ВЛ	АС-120	2017	0	7,15	380	0
48	ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	ВЛ	АС-185	1974	2017	44,41	510	30
	ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	Отпайка ВЛ	АС-70	1974	0	2,2	265	3
	ВЛ 110 кВ Ушатово - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	Отпайка ВЛ	АС-120	1974	0	5,2	380	2
49	ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	ВЛ	АС-185	1974		35,96	510	20
	ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	Отпайка ВЛ	АС-70	1974		2,2	265	0
	ВЛ 110 кВ Суворов - Шепелево с отпайками Чекалин, Краинка	Отпайка ВЛ	АС-185	1974		5,2	380	4
50	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 1 с отпайками Трансмаш, Давыдово 1	ВЛ	АС-120	1957		28,9	380	35
	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 1 с отпайками Трансмаш, Давыдово 1	Отпайка ВЛ	АС-95	1957		3,4	330	10
	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 1 с отпайками Трансмаш, Давыдово 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1957		3,4	380	3
51	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 2 с отпайками Трансмаш, Давыдово 2	ВЛ	АС-120	1977		28,9	380	17
	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 2 с отпайками Трансмаш, Давыдово 2	Отпайка ВЛ	АС-95	1977		3,4	380	0
	ВЛ 110 кВ Шепелево - Белев 2 с отпайками Трансмаш, Давыдово 2	Отпайка ВЛ	АС-120	1977		3,3	330	0
52	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 1 с отпайками Кальна, Тургеневская 1	Отпайка ВЛ	АС-95	1963	0	8	330	42
	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 1 с отпайкой Кальна, Тургеневская 1	ВЛ	АС-120	1963	0	20,1	380	2
	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 1 с отпайкой Кальна, Тургеневская 1	Отпайка ВЛ	АС-95	1963	0	8,3	330	32
53	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 2 с отпайками Кальна, Тургеневская 2	ВЛ	АС-120	1963		20,1	380	18
	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 2 с отпайками Кальна, Тургеневская 2	Отпайка ВЛ	АС-95	1963		8,3	330	3
	ВЛ 110 кВ Чернь - Клен 2 с отпайками Кальна, Тургеневская 2	Отпайка ВЛ	АС-95	1963		8	330	10
54	ВЛ 110 кВ Дубна - Лужное	ВЛ	АС-150	1986	2014	16,633	445	24
55	ВЛ 110 кВ Лужное - Малахово с отпайкой Селиваново	ВЛ	АС-150	1986	0	4,7	445	56
	ВЛ 110 кВ Лужное - Малахово с отпайкой Селиваново	Участок ВЛ	АС-185	2010		24,6	510	
	ВЛ 110 кВ Лужное - Малахово с отпайкой Селиваново	Отпайка ВЛ	АС-150	1982	2010	3,7	445	15

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	Участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
56	ВЛ 110 кВ Волово – Доробино	Участок ВЛ	АС-95	1978	0	27,8	330	5
57	ВЛ 110 кВ Смычка – Доробино	ВЛ	АС-120	1993	0	42,3	380	9
58	ВЛ 110 кВ Ушатово – Даргомьжская I с отпайками Говоренки, Одоев	ВЛ	АС-120	1981	0	55,8	380	13
	ВЛ 110 кВ Ушатово – Даргомьжская I с отпайками Говоренки, Одоев	Отпайка ВЛ	АС-120	1981	0	2,4	380	1
	ВЛ 110 кВ Ушатово – Даргомьжская I с отпайками Говоренки, Одоев	Отпайка ВЛ	АС-120	1981	0	2,7	380	10
59	ВЛ 110 кВ Ушатово – Даргомьжская 2 с отпайками Говоренки, Одоев	ВЛ	АС-120	1981	0	55,8	380	25
	ВЛ 110 кВ Ушатово – Даргомьжская 2 с отпайками Говоренки, Одоев	Отпайка ВЛ	АС-120	1981	0	2,4	380	0
	ВЛ 110 кВ Ушатово – Даргомьжская 2 с отпайками Говоренки, Одоев	Отпайка ВЛ	АС-120	1981	0	2,7	380	22
60	ВЛ 110 кВ Суворов – Ушатово	ВЛ	АС-185	1987	0	8,5	510	43
61	ВЛ 110 кВ Ушатово – Точмаш 1	ВЛ	АС-120	1984	0	1,2	380	1
62	ВЛ 110 кВ Ушатово – Точмаш 2	ВЛ	АС-120	1984	0	1,2	380	2
63	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой Турдей	ВЛ	АС-120	1960	1979;2012	49,21	380	25
	ВЛ 110 кВ Звезда - Волово с отпайкой Турдей	Отпайка ВЛ	АС-150	2012	2012	3,9	445	12
64	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов 1	ВЛ	АС-120	1960	1979	16,6	380	34
65	ВЛ 110 кВ Звезда - Ефремов 2	ВЛ	АС-120	1960	1979	16,6	380	34
66	ВЛ 110 кВ Компрессорная I с отпайкой ГПК	ВЛ	АС-120	1961		3,31	380	65
	ВЛ 110 кВ Компрессорная I с отпайкой ГПК	Отпайка ВЛ	АС-150	1980		10,9	445	22
67	ВЛ 110 кВ Компрессорная II с отпайкой ГПК	ВЛ	АС-120	1961		3,3	380	28
	ВЛ 110 кВ Компрессорная II с отпайкой ГПК	Отпайка ВЛ	АС-150	1980		10,89	445	26
68	ВЛ 110 кВ Ефремовская I	ВЛ	АС-150	1964		2,34	445	40
69	ВЛ 110 кВ Ефремовская III	ВЛ	АС-240	1979		1,65	610	55
70	ВЛ 110 кВ Ефремовская IV (недейств.)	ВЛ	АС-240	1979		1,47	610	
71	ВЛ 110 кВ Звезда - Самарская	ВЛ	АС-120	1983		50,78	380	19
72	ВЛ 110 кВ Звезда - Черёмушки	ВЛ	АС-120	1990		27,77	380	10
73	ВЛ 110 кВ Звезда - Каменка	ВЛ	АС-120	1993		32,55	380	17
74	КВЛ 110 кВ ЕТЭЦ - Звезда с отпайкой Глюкозная	Участок КВЛ	АС-150	2013		7,13	445	52
75	ВЛ 110 кВ Ревякино - Кировская	ВЛ	АС-150	1957	1999	21,7	445	24
76	ВЛ 110 кВ Ревякино - Ясногорск	ВЛ	АС-120	1957	2001	21,8	380	32
77	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой Пролетарская 2	Участок КВЛ	АС-150	1963	0	13,9	445	85
	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой Пролетарская 2	Отпайка КВЛ	АС-120	1973	0	0,2	380	65
	КВЛ 110 кВ Тула - Кировская с отпайкой Пролетарская 2	Участок КВЛ	кабель	2012	0	1,85		
78	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отпайкой Центральная 1	КВЛ	АС-150	1963	0	12,5	445	85
	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отпайкой Центральная 1	Отпайка КВЛ	АС-120	1973	0	1,4	380	53
	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отпайкой Центральная 1	Участок КВЛ	кабель	2012	0	1,85		
	КВЛ 110 кВ Тула - Щегловская с отпайкой Центральная 1	Отпайка КВЛ	кабель	2012	0	1,4		
79	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп 1	ВЛ	АС-185	2010	0	6,1	510	194
80	ВЛ 110 кВ Тула - Перекоп 2	ВЛ	АС-185	2010	0	6,1	510	105
81	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайкой Центральная 2, Юбилейная 2	КВЛ	АС-120	1951	0	8,9	380	51
	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайкой Центральная 2, Юбилейная 2	Отпайка КВЛ	АС-120	1973	0	1,4	380	40
	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайкой Центральная 2, Юбилейная 2	Отпайка КВЛ	АС-120	1962	0	2,2	380	16

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	Участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайкой Центральная 2, Юбилейная 2	Участок КВЛ	кабель	2012	0	1,85		
	КВЛ 110 кВ Перекоп - Щегловская с отпайкой Центральная 2, Юбилейная 2	Отпайка КВЛ	кабель	2012	0	1,4		
82	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками Юбилейная 1, Пролетарская 1	КВЛ	АС-120	1954	0	10,6	380	63
	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками Юбилейная 1, Пролетарская 1	Отпайка КВЛ	АС-120	1962	0	2	380	15
	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками Юбилейная 1, Пролетарская 1	Отпайка КВЛ	АС-120	1973	0	0,2	380	65
	КВЛ 110 кВ Перекоп - Кировская с отпайками Юбилейная 1, Пролетарская 1	Участок КВЛ	кабель	2012	0	1,85		
83	ВЛ 110 кВ Щегловская - Красный Яр с отпайками Шатск 2, Глушанки	ВЛ	АС-120	1931	1993	15,5	380	85
	ВЛ 110 кВ Щегловская - Красный Яр с отпайками Шатск 2, Глушанки	Отпайка ВЛ	АС-120	1979	1993	0,7	380	0
	ВЛ 110 кВ Щегловская - Красный Яр с отпайками Шатск 2, Глушанки	Отпайка ВЛ	АС-120	1974	1993	1,4	380	15
84	ВЛ 110 кВ Щегловская - Глушанки	ВЛ	АС-120	1974	0	2,4	380	5
85	ВЛ 110 кВ Щегловская - НТМЗ с отпайкой Криволучье 1	ВЛ	АС-185	1981	2007	8,7	510	103
86	ВЛ 110 кВ Прессовая - 1	ВЛ	АС-120	1977	0	0,1	380	17
87	ВЛ 110 кВ Прессовая - 2	ВЛ	АС-120	1977	0	0,1	380	8
88	ВЛ 110 кВ Кировская - Металлургическая с отпайкой Криволучье 2	ВЛ	АС-120	1940	2007	12,7	380	141
89	ВЛ 110 кВ НТМЗ - Металлургическая	ВЛ	АС-185	1940	2007	2,5	510	157
90	ВЛ 110 кВ Заречье 1	ВЛ	АС-120	1967	0	3,5	380	28
91	ВЛ 110 кВ Заречье 2	ВЛ	АС-120	1967	0	3,5	380	19
92	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская 1 с отпайками Тулица 1, Рождественская 1	ВЛ	АС-150	1960	0	25,6	445	66
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская 1 с отпайками Тулица 1, Рождественская 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1984	0	2,6	380	12
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская 1 с отпайками Тулица 1, Рождественская 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1972	0	5,9	380	25
93	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская 2 с отпайкой Баташовская 1	ВЛ	АС-150	1960	0	25,6	445	66
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Щегловская 2 с отпайкой Баташовская 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1960	0	1	380	0
94	ВЛ 110 кВ Тула - Мяново 1 с отпайками Южная 1, Рассвет 1	ВЛ	АС-120	1960	0	16,4	380	84
	ВЛ 110 кВ Тула - Мяново 1 с отпайками Южная 1, Рассвет 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1973	0	0,6	380	57
	ВЛ 110 кВ Тула - Мяново 1 с отпайками Южная 1, Рассвет 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1979	0	4,5	380	5
95	ВЛ 110 кВ Тула - Мяново 2 с отпайкой Южная 2	ВЛ	АС-120	1960	0	16,4	380	85
	ВЛ 110 кВ Тула - Мяново 2 с отпайкой Южная 2	Отпайка ВЛ	АС-120	1973	0	0,6	380	70
96	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мяново с отпайками Барсуки 2, Рассвет 2	ВЛ	АС-150	1960	0	24,2	445	58
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мяново с отпайками Барсуки 2, Рассвет 2	Отпайка ВЛ	АС-150	1979	0	0,2	445	25
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Мяново с отпайками Барсуки 2, Рассвет 2	Отпайка ВЛ	АС-120	1979	0	4,7	380	5
97	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой Барсуки 1	ВЛ	АС-150	1960	0	18,6	445	75
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ратово с отпайкой Барсуки 1	Отпайка ВЛ	АС-150	1979	0	0,2	445	25
98	ВЛ 110 кВ Ратово-Мяново	ВЛ	АС-120	1960	0	5,8	380	47

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	Участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
99	ВЛ 110 кВ Кировская-Октябрьская	ВЛ	АС-120	1938	2012	15,2	380	77
100	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 1 с отпайками Баташовская 2, Медвенка 1	ВЛ	АС-150	1975	0	24,7	445	53
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 1 с отпайками Баташовская 2, Медвенка 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1960	0	1	380	28
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 1 с отпайками Баташовская 2, Медвенка 1	Отпайка ВЛ	АС-120	2008	0	0,8	380	20
101	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 2 с отпайками Рождественская 2, Тулица 2	ВЛ	АС-150	1975	0	24,5	445	58
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 2 с отпайками Рождественская 2, Тулица 2	Отпайка ВЛ	АС-120	1975	0	5,9	380	10
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Кировская 2 с отпайками Рождественская 2, Тулица 2	Отпайка ВЛ	АС-120	1984	0	2,6	380	45
102	ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск	ВЛ	АС-150	1977	0	39,8	445	65
103	ВЛ 110 кВ Ленинская - Никулинская	ВЛ	АС-150	1977	0	17,5	445	55
104	ВЛ 110 кВ Ленинская - Привокзальная с отпайками Фрунзенская, Мелиоративная	ВЛ	АС-185	1974	0	21,2	510	110
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Привокзальная с отпайками Фрунзенская, Мелиоративная	Отпайка ВЛ	АС-185	1974	0	1,7	510	23
	ВЛ 110 кВ Ленинская - Привокзальная с отпайками Фрунзенская, Мелиоративная	Отпайка ВЛ	АС-120	1987	0	1,3	380	31
105	ВЛ 110 кВ Ленинская - Фрунзенская	ВЛ	АС-185	1974	0	21,2	510	20
106	ВЛ 110 кВ Ленинская - Обидимо	ВЛ	АС-150	1938	0	3,6	445	180
107	ВЛ 110 кВ Обидимо - Октябрьская с отпайкой Привокзальная	ВЛ	АС-120	1938	2010	14,7	380	150
	ВЛ 110 кВ Обидимо - Октябрьская с отпайкой Привокзальная	Отпайка ВЛ	АС-185	1974	0	1,7	510	110
108	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня 1 с отпайкой Афанасьевская 1	ВЛ	АС-150	1982	0	15,5	445	10
109	ВЛ 110 кВ Ленинская - Алешня 2 с отпайкой Афанасьевская 2	ВЛ	АС-150	1982	0	15,5	445	17
110	ВЛ 110 кВ Чернь-Плавск	ВЛ	АС-240	1994	0	31,2	610	10
111	ВЛ 110 кВ Капролактам-Первомайская	ВЛ	АС-185	1979	0	0,8	510	1
112	ВЛ 110 кВ Капролактам-Восточная	ВЛ	АС-185	1979	0	2,5	510	0
113	ВЛ 110 кВ Metallургическая - Болоховская 1 с отпайкой Временная	ВЛ	АС-150	1989	0	16,3	445	14
	ВЛ 110 кВ Metallургическая - Болоховская 1 с отпайкой Временная	Отпайка ВЛ	АС-120	1989		0,4	380	1
114	КВЛ 110 кВ Metallургическая - Болоховская 2 с отпайкой Стечкин	КВЛ	АС-150	1989	0	16,3	445	40
	КВЛ 110 кВ Metallургическая - Болоховская 2 с отпайкой Стечкин	КВЛ	кабель	2009	0	3,026		10
115	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-2	ВЛ	АС-120	1988	0	30,7	380	5
116	ВЛ 110 кВ Селиваново - Малахово с отпайкой КС-2	ВЛ	АС-120	1982	0	11,8	380	9
	ВЛ 110 кВ Селиваново - Малахово с отпайкой КС-2	Отпайка ВЛ	АС-120	1988	0	14,9	380	1
117	ВЛ 110 кВ Щекино - Кирпичная	ВЛ	АС-120	1951	1994	8,5	380	100
118	ВЛ 110 кВ Кирпичная - Яснополянская с отпайкой Ломинцево 2	ВЛ	АС-120	1965	1989	13,8	380	130
	ВЛ 110 кВ Кирпичная - Яснополянская с отпайкой Ломинцево 2	Отпайка ВЛ	АС-120	1965	1989	0,3	380	5
119	ВЛ 110 кВ Яснополянская - КС-9	ВЛ	АС-185	1961	0	5,44	510	4
120	ВЛ 110 кВ Яснополянская - Западная	ВЛ	АС-185	1961	0	5,1	510	3
121	ВЛ 110 кВ Первомайская - КС-9	ВЛ	АС-185	1960	0	2,4	510	3
122	ВЛ 110 кВ Первомайская - Западная	ВЛ	АС-240	1960	0	2,7	610	0

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	Участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
123	ВЛ 110 кВ Яснополянская - Восточная 1	ВЛ	АС-185	1961	0	2,2	510	110
124	ВЛ 110 кВ Яснополянская - Восточная 2	ВЛ	АС-185	1961	0	2,2	510	0
125	ВЛ 110 кВ Щекино - Ясенки с отпайкой Ломинцево 1	ВЛ	АС-120	1951	1994	23,2	380	40
	ВЛ 110 кВ Щекино - Ясенки с отпайкой Ломинцево 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1965	1994	0,3	380	5
126	ВЛ 110 кВ Плавск - Щекино с отпайкой Смычка 2	ВЛ	АС-120	1957	0	38,3	380	26
	ВЛ 110 кВ Плавск - Щекино с отпайкой Смычка 2	Отпайка ВЛ	АС_120	1975	0	3,2	380	29
127	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой Смычка 1	ВЛ	АС-120	1957	0	22,6	380	43
	ВЛ 110 кВ Плавск - Лазарево с отпайкой Смычка 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1975	0	3,2	380	51
128	ВЛ 110 кВ Лазарево - Щекино	ВЛ	АС-120	1957	0	22	380	52
129	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск цепь левая	ВЛ	АС-120	1957	0	30,4	380	35
130	ВЛ 110 кВ Мценск - Плавск цепь правая	ВЛ	АС-120	1957	0	30,4	380	
131	ВЛ 110 кВ Труново - Советская	ВЛ	АС-120	1956	0	21,1	380	51
132	ВЛ 110 кВ Щекино - Советская	ВЛ	АС-150	1956	0	0,7	445	39
133	ВЛ 110 кВ Щекино - Первомайская 1	ВЛ	АС-240	1961	0	14,1	610	30
134	ВЛ 110 кВ Щекино - Первомайская 2	ВЛ	АС-240	1961	0	14,1	610	30
135	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 1 с отпайкой Огаревка 1	ВЛ	АС-120	1963	0	8,4	380	37
	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 1 с отпайкой Огаревка 1	Отпайка ВЛ	АС-95	1983	0	7,6	330	20
136	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 2 с отпайкой Огаревка 2	ВЛ	АС-120	1963	0	8,4	380	32
	ВЛ 110 кВ Щекино - Липки 2 с отпайкой Огаревка 2	Отпайка ВЛ	АС-95	1983	0	7,6	330	15
137	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 1	ВЛ	АС-120	1973	0	8,4	380	10
138	ВЛ 110 кВ Труново - Олень 2	ВЛ	АС-120	1973	0	8,4	380	8
139	ВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 1	ВЛ	АС-120	1975	0	2,1	380	30
140	КВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 2 с отпайкой Стечкин	КВЛ	АС-120	1975	0	2,1	380	39
	КВЛ 110 кВ Тула - Подземгаз 2 с отпайкой Стечкин	Отпайка КВЛ	кабель	2010	0	4,875		17
141	ВЛ 110 кВ Первомайская - Малахово 1 с отпайкой Гагаринская 1	ВЛ	АС-120	1982	0	7,5	380	58
	ВЛ 110 кВ Первомайская - Малахово 1 с отпайкой Гагаринская 1	Отпайка ВЛ	АС-150	1985	0	0,7	380	22
142	ВЛ 110 кВ Первомайская - Малахово 2 с отпайкой Гагаринская 2	ВЛ	АС-120	1982	0	7,5	380	53
	ВЛ 110 кВ Первомайская - Малахово 2 с отпайкой Гагаринская 2	Отпайка ВЛ	АС-150	1985	0	0,7	445	13
143	ВЛ 110 кВ Первомайская - Восточная	ВЛ	АС-185	1951	0	2,5	510	109
144	ВЛ 110 кВ Тула - Восточная с отпайкой Рудаково 1	ВЛ	АС-120	1951	0	9,8	380	51
	ВЛ 110 кВ Тула - Восточная с отпайкой Рудаково 1	Отпайка ВЛ	АС-150	1982	0	0,9	445	50
145	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайкой Рудаково 2, Ясенки	ВЛ	АС-120	1951	0	10	380	90
	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайкой Рудаково 2, Ясенки	Отпайка ВЛ	АС-150	1982	0	0,9	445	50
	ВЛ 110 кВ Тула-Яснополянская с отпайкой Рудаково 2, Ясенки	Отпайка ВЛ	АС-120	1965	0	6,1	380	30
146	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Алексин с отпайкой Авангард 2	ВЛ	АС-120	1938	1969	16	380	124
	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Алексин с отпайкой Авангард 2	Отпайка ВЛ	АС-120	1979	1969	0,2	380	1
147	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Ленинская с отпайкой Авангард 1	ВЛ	АС-120	1938	0	36,3	380	130
	ВЛ 110 кВ Пушкинская - Ленинская с отпайкой Авангард 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1979	1969	2,3	380	10

№ п/п	Диспетчерское наименование линии электропередачи	Участок ВЛ/ВЛ	Марка провода	Год ввода	Год реконструкции	Протяженность общая по цепям, км	Допустимый ток, А	Нагрузка зимняя (по замерному дню), А
148	ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой Яковлево 2	ВЛ	АС-120	1980	1998	28,3	380	57
	ВЛ 110 кВ Космос - Заокская с отпайкой Яковлево 2	Отпайка ВЛ	АС-70	1980	1998	11,7	265	10
149	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой Яковлево 1	ВЛ	АС-120	1980	0	16,1	380	60
	ВЛ 110 кВ Протон - Заокская с отпайкой Яковлево 1	Отпайка ВЛ	АС-70	1980	0	10,5	265	11
150	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 1 с отпайками Крушма 1, Средняя 2	ВЛ	АС-150	1990	0	15,2	445	32
	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 1 с отпайками Крушма 1, Средняя 2	Отпайка ВЛ	АС-150	1990	0	0,1	445	0
	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 1 с отпайками Крушма 1, Средняя 2	Отпайка ВЛ	АС-120	1990	0	1,2	380	30
151	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 2 с отпайкой Крушма 2	ВЛ	АС-150	1990	0	15,2	445	4
	ВЛ 110 кВ Шипово - Глебово 2 с отпайкой Крушма 2	Отпайка ВЛ	АС-150	1990	0	0,2	445	2
152	ВЛ 110 кВ Алексин - Космос с отпайкой Айдарово	ВЛ	АС-120	1941	2011	30,5	380	84
	ВЛ 110 кВ Алексин - Космос с отпайкой Айдарово	Отпайка ВЛ	АС-120	1997	0	3,9	380	35
	ВЛ 110 кВ Алексин - Космос с отпайкой Айдарово	Участок ВЛ	АС-185	1997	0	0,9		
153	ВЛ 110 кВ Алексин - Мышега	ВЛ	АС-120	1952	0	5,3	380	140
154	ВЛ 110 кВ Мышега - Шипово	ВЛ	АС-120	1952	1989	4,4	380	175
155	ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой Средняя 1	ВЛ	АС-150	1952	2010	15,4	445	92
	ВЛ 110 кВ Шипово - Ферзиково с отпайкой Средняя 1	Отпайка ВЛ	АС-120	1982	0	1,5	380	30
156	ВЛ 110 кВ Никулинская - Ясногорск	ВЛ	АС-150	1977	0	25,9	445	55
157	ВЛ 110 кВ Пятницкая - Ясногорск	ВЛ	АС-120	1929	1996	26,2	380	196
158	ВЛ 110 кВ Временная	ВЛ	АС-120	1980	0	11,96		1
159	ВЛ 110 кВ Ефремовская 2	ВЛ	АС-150	1960	1979	2,28	380	40
	Итого ЛЭП 110 кВ филиала "Тулэнерго" ПАО "МРСК Центра и Приволжья"					2842,93		
1	ВЛ 110 кВ Узловая - Пластик с отпайкой	ВЛ	АС-185	1966	2009	16,33	380	42
2	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс- 1 с отп.	ВЛ	АС-120	1967	2015	16,29	400	29
3	ВЛ 110 кВ Северная- Пластмасс- 2	ВЛ	АС-120	1967	2015	9,20	400	17
	Итого ЛЭП 110 кВ ООО "Трансэлектро"					41,82		

Приложение № 3
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2019–2023годы

**Основные характеристики электрических подстанций напряжением 220 кВ энергосистемы Тульской области
(по филиалу ПАО «ФСК ЕЭС» - Приокское ПМЭС)**

№ п/п	Подстанция	№ трансформатора	Дата максимума нагрузки	Год ввода в эксплуатацию	Тип РНТ и режим работы: автомат/ручной/выведен	Номинальная мощность трансформатора $S_{тр\ ном}$, МВА	Нагрузка трансформатора на дату максимума нагрузки			Величина загрузки трансформатора (в%)
							S, МВА	P, МВт	Q, Мвар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 220 кВ Тула	АТ-1	29.01.2018	1998	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	250	125,3	125,1	6,7	50
		АТ-2	01.11.2017	2015	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	250	113,0	112,8	7,3	45
2	ПС 220 кВ Ленинская	АТ-1	16.01.2018	1972	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	118,7	92,6	74,3	59
		АТ-2	12.01.2018	1982	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	159,3	112,0	113,2	80
3	ПС 220 кВ Яснополянская	АТ-1	19.02.2018	1974	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	57,0	35,0	44,9	46
		АТ-2	07.02.2018	1986	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	47,5	23,6	41,2	38

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-1	16.01.2018	1981	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	57,8	56	14,2	46
		АТ-2	16.01.2018	1982	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	57,1	55,4	13,9	46
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	03.11.2017	1980	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	101,4	95,4	41,8	51
		АТ-2	03.11.2017	1966	ПБВ ±2*2,5%, ВДТ ±9*2,26%, ручной	180	69,0	63,4	27,4	38
6	ПС 220 кВ Химическая	АТ-1	01.02.2018	1973	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	117,8	98,9	64,1	59
		АТ-2	11.12.2017	1973	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	200	72,2	61,8	37,4	36
7	ПС 220 кВ Бегичево	АТ-1	18.01.2018	1964	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	120	39,7	39,0	6,0	33
		АТ-2	18.01.2018	1964	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	120	40,6	39,4	9,9	34
		Т-1	01.12.2017	1950	ВН ПБВ ±2*2,5%, СР ПБВ ±2х2,5%, ручной	20	5,39	4,86	2,34	27
		Т-2	01.12.2017	1966	ВН РПН ±4*2,5%, СР ПБВ ±2*2,5%, ручной	31,5	5,29	4,65	2,52	17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	ПС 220 кВ Люторичи	АТ-2	24.11.2017	1983	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	38,5	21,1	32,2	31
		Т-1	28.11.2017	1982	ВН РПН ±9*1,78%, СР ПБВ ±2*2,5%, ручной	25	2,30	2,08	0,98	9
		Т-2	23.01.2018	2014	ВН РПН ±9*1,78%, СР ПБВ ±2*2,5%, ручной	25	2,72	2,45	1,17	11
9	ПС 220 кВ Звезда	АТ-1	20.01.2018	1981	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	35,0	28,4	20,4	28
10	ПС 220 кВ Шипово	АТ-2	01.12.2017	1989	±6*2% РПН на стороне СН, ручной	125	72,4	72,4	0,00	58

Приложение № 4
к Схеме и Программе развития
электроэнергетики Тульской области
на 2019–2023 годы

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

№/№ п/п	Диспетчерское наименование подстанции 110 кВ	Месторасположение подстанции (адрес)	Количество и мощность трансформаторов	Общая установленная мощность ПС	Пропускная способность ПС (N-1)	Текущий объем свободной мощности на 01.01.2018 (- дефицит)	Присоединенная мощность потребителей за 2017 год	Объем свободной мощности с учетом присоединенных потребителей и заключенных договоров на ТП на 01.01.2018	Действующие ДТТ на 01.01.2018	Мощность по действующим заявкам на ТП на 01.01.2018
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			шт. × МВА	МВА	МВА	МВА	МВА	МВА	МВА	МВА
1	ПС 110/35/6 кВ №1 Зубово	Кимовский р-н, д. Румянцево	1×10; 1×16	26	10,50	1,80	1,21	0	2,74	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	ПС 110/35/10 кВ №3 Белев	г. Белев	1×15; 1×25	40	15,75	6,55	0,33	4,333	1,98	0
3	ПС 110/35/6 кВ №7 Угольная	г. Новомосковск	1×40,5; 1×40	80,5	42,00	7,46	1,43	5,242	1,98	0
4	ПС 110/35/10 кВ №10 Одоев	пос. Одоев	2×16	32	16,80	9,96	0,95	8,859	0,98	0
5	ПС 110/35/6 кВ №11 Дубна	пос. Дубна	1×16; 1×10	26	10,50	2,92	0,98	0	3,88	0
6	ПС 110/6 кВ №13 Суворов	г. Суворов	1×25; 2×15	55	26,25	15,47	0,76	14,41	0,94	0
7	ПС 110/35/6 кВ №17 Щегловская	г. Тула	2×40	80	42,00	13,48	2,41	0	22,21	0
8	ПС 110/35/6 кВ №20 Барсуки	Ленинский р-н, пос. Барсуки	2×25	50	26,25	12,95	5,34	0	14,36	0
9	ПС 110/6 кВ №21 Подземгаз	г. Тула	2×16	32	16,80	6,28	0,54	0,207	5,40	0
10	ПС 110/6 кВ №22 Задонье	Новомосковский р-н, г. Северо-Задонск	2×25	50	26,25	19,24	0,51	18,648	0,53	0,12
11	ПС 110/35/6 кВ №24 Рудаково	г. Тула	2×25	50	26,25	-1,35	3,47	0	6,99	0
12	ПС 110/35/6 кВ №26 Липки	Киреевский р-н, пос. Гвардейский	2×20	40	21,00	11,91	1,01	9,637	2,03	0
13	ПС 110/35/6 кВ №28 Ушатово	Суворовский р-н, пос. Центральный	1×7,5; 1×20	27,5	7,88	3,73	0,37	3,442	0,25	0
14	ПС 110/35/6 кВ №31 Ломинцево	Щекинский р-н, д. Косое	2×16	32	16,80	14,78	0,26	13,472	1,16	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
15	ПС 110/35/10 кВ №37 Грызлово - РУ 35 кВ	Веневский р-н, пос. Грицовский	1×20; 1×25	45	13,125	12,772	0	12,772	2,92	0
	ПС 110/35/10 кВ №37 Грызлово - РУ 10 кВ	Веневский р-н, пос. Грицовский								
16	ПС 110/35/10 кВ № 38 Венев	г. Венев	2×40	80	42,00	25,59	4,33	17,538	7,16	2,00
17	ПС 110/10/6 кВ №41 Перекоп	г. Тула	1×63; 1×60	123	63,00	26,15	1,00	15,008	9,92	0
18	ПС 110/35/10 кВ №44 Казановка	Кимовский р-н, пос. Казановка	2×10	20	10,50	6,01	0,69	4,725	1,14	0
19	ПС 110/35/10 кВ №46 Труново	Киреевский р-н, д. Стойлово	1×20; 1×25	45	21,00	13,05	1,72	8,352	4,18	0
20	ПС 110/6 кВ №49 Криволучье	г. Тула	2×16	32	16,80	3,54	4,65	0	6,61	0
21	ПС 110/6 кВ №51 Оболенская	Киреевский р-н, пос. Шварц	2×16	32	16,80	14,63	0,16	5,198	8,39	0
22	ПС 110/35/6 кВ №52 Медвенка	Ленинский р-н, д. Медвенка	2×16	32	16,80	1,97	8,34	0	29,29	0,50
23	ПС 110/35/10 кВ №56 Мордвес	Веневский р-н, с. Дьяково	2×10	20	10,50	3,60	2,06	0	10,14	0
24	ПС 110/35/10 кВ №58 Клен	Арсеньевский р-н, д. Гремячка	1×10; 1×16	26	10,50	5,47	0,14	3,478	1,86	0
25	ПС 110/6 кВ №60 Ушаково	Узловский р-н, д. Ушаково	1×20; 1×16	36	16,80	15,99	0,04	10,413	4,96	0
26	ПС 110/35/6 кВ №62 Ефремов	г. Ефремов	3×40	120	84,00	61,33	1,25	54,09	6,44	0
27	ПС 110/6 кВ №64 Кировская	г. Тула	2×40	80	42,00	31,69	0,37	30,37	1,17	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
28	ПС 110/35/6 кВ №68 Богородицк	г. Богородицк	2×25	50	26,25	13,77	1,18	11,271	2,22	0
29	ПС 110/35/6 кВ №75 Ясногорск	г. Ясногорск	2×63	126	66,15	32,22	17,17	0	56,03	0
30	ПС 110/35/6 кВ №76 Сокольники	г. Новомосковск, мкр. Сокольники	1×20; 1×16	36	16,80	8,02	0,06	0,524	6,67	0
31	ПС 110/35/6 кВ №77 Болоховская	Киреевский р-н, г. Болохово	1×10; 1×25	35	10,50	1,96	1,18	0	2,98	0
32	ПС 110/35/6 кВ №79 Узловая	г. Узловая	2×40	80	42,00	10,80	0,76	7,683	2,78	0
33	ПС 110/35/6 кВ №86 Малахово	Щёкинский р-н, д. Малахово	1×20; 1×25	45	21,00	12,55	1,30	9,32	2,87	0
34	ПС 110/6 кВ №88 Ясенки	г. Щекино	2×25	50	26,25	10,82	0,46	7,283	3,15	0
35	ПС 110/35/6 кВ №89 Огаревка	Щекинский р-н, пос. Новоогаревский	1×25; 1×16	41	16,80	5,50	0,67	3,701	1,60	0
36	ПС 110/10 кВ №102 Турдей	Воловский р-н, д. Булычевка	2×10	20	10,50	6,22	0,14	3,016	2,85	0
37	ПС 110/35/10 кВ №137 Доробино	Тепло-Огаревский р- н, с. Доробино	2×16	32	16,80	13,51	0,31	10,899	2,33	0
38	ПС 110/10/6 кВ №145 Октябрьская	г. Тула	2×40	80	42,00	14,98	0,00	5,939	8,05	0
39	ПС 110/6 кВ №146 Гремячее	Новомосковский р-н, с. Гремячее	1×10; 1×16	26	10,50	5,88	0,32	3,991	1,68	0
40	ПС 110/10/6 кВ №149 Мясново	г. Тула	3×25	75	52,50	27,97	0,74	0	47,13	0
41	ПС 110/35/10 кВ №163 Волово	Воловский р-н, пос. Волово	2×16	32	16,80	8,73	0,89	0	9,93	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
42	ПС 110/10 кВ №183 Пушкинская	г. Алексин	1×25; 1×16	41	13,13	1,91	0,67	0,497	1,25	0
43	ПС 110/35/10 кВ №193 Чекалин	Суворовский р-н, г. Чекалин	1×7,5; 1×6,3	13,8	6,62	5,03	0,24	4,471	0,49	0
44	ПС 110/10 кВ №199 Залесная	г. Новомосковск	2×25	50	26,25	11,88	0,08	11,763	0,11	0
45	ПС 110/35/10 кВ №200 Тургеневская	Чернский р-н, пос. Чернь	2×16	32	16,80	8,05	0,36	6,198	1,65	0
46	ПС 110/10/6 кВ №202 Пролетарская	г. Тула	2×25	50	26,25	1,38	0,00	1,157	0,20	0
47	ПС 110/6 кВ №213 Рождественская	Ленинский р-н, пос. Рождественский	2×16	32	16,80	10,91	0,85	1,095	8,73	0
48	ПС 110/10/6 кВ №218 Южная	г. Тула	3×25	75	52,50	27,88	6,33	0	31,52	0
49	ПС 110/10/6 кВ №219 Центральная	г. Тула	1×40;1× 25	65	26,25	4,66	0,00	2,208	2,19	0
50	ПС 110/10 кВ №240 Красный Яр	Киреевский р-н, пос. Красный Яр	2×6,3	12,6	6,62	2,49	0,39	0	3,42	0
51	ПС 110/10/6 кВ №243 Привокзальная	г. Тула	2×40	80	42,00	11,82	2,12	10,889	0,83	0
52	ПС 110/35/10 кВ №245 Смычка - РУ 35 кВ	г. Плавск	2×25	50	13,125	0,905	1,057	0	2,367	0
	ПС 110/35/10 кВ №245 Смычка - РУ 10 кВ				13,125	8,171	0,714	8,059	0,1	0
53	ПС 110/35/6 кВ №246 Безово	Суворовский р-н, д. Безово	1×10	10	10,50	9,84	0,06	9,737	0,10	0
54	ПС 110/6 кВ №254 Шатск	Ленинский р-н, пос. Шатск	2×10	20	10,50	9,24	0,00	3,738	4,90	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
55	ПС 110/10 кВ №278 Алешня	Ленинский р-н, д. Медведки	2×16	32	16,80	11,70	2,44	1,41	9,16	0
56	ПС 110/35/10 кВ №302 Рассвет	Ленинский р-н, пос. Рассвет	2×16	32	16,80	8,68	4,39	0	18,81	0
57	ПС 110/35/10 кВ № 303 Авангард	Алексинский р-н, пос. Авангард	2×10	20	10,50	8,53	0,74	2,74	5,15	3,00
58	ПС 110/10 кВ №304 Глушанки	Ленинский р-н, с. Глухие Поляны	1×16; 1×10	26	10,50	5,12	0,00	0	5,12	0,49
59	ПС 110/6 кВ №310 Партизан	Узловский р-н, пос. Дубовка	2×16	32	16,80	8,72	0,61	2,957	5,13	0
60	ПС 110/6 кВ №319 КПД	г. Донской, пос. Шахты 13	2×10	20	10,50	4,26	0,20	1,208	2,72	0
61	ПС 110/35/10 кВ №321 Заокская	Заокский р-н, пос. Заокский	2×16	32	16,80	-2,16	17,12	0	38,72	0
62	ПС 110/10 кВ №322 Яковлево	Заокский р-н, д. Верхнее Романово	2×10	20	10,50	6,23	3,28	0	15,18	0,25
63	ПС 110/10/6 кВ №326 Краинка	Суворовский р-н, с. Рождественно	1×16; 1×10	26	10,50	7,59	0,20	7,13	0,41	0
64	ПС 110/35/6 кВ №334 Селиваново	Щекинский р-н, с. Селиваново	2×16	32	16,80	11,79	0,94	7,948	3,42	0
65	ПС 110/10 кВ №338 Говоренки	Одоевский р-н, с. Говоренки	1×6,3	6,3	6,62	6,06	0,13	6,011	0,04	0
66	ПС 110/10 кВ №339 Кальна	Чернский р-н, д. Русино	1×6,3; 1×5,6	11,9	5,88	4,55	0,02	4,13	0,37	0
67	ПС 110/6 кВ №344 Средняя	Алексинский р-н, ст. Средняя	1×16; 1×10	26	10,50	-0,92	0,78	0	2,30	0
68	ПС 110/35/6 кВ №351 Самарская	Куркинский р-н, пос. Куркино	2×16	32	16,80	11,39	0,95	4,474	6,16	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
69	ПС 110/35/10 кВ №358 Арматурная	Богородицкий р-н, пос. Товарково	2×25	50	26,25	15,98	0,47	15,241	0,66	0
70	ПС 110/6 кВ №363 Временная	Киреевский р-н, д. Присады	1×6,3	6,3	6,62	5,28	0,16	2,998	2,03	0
71	ПС 110/10 кВ №367 Технологическая	г. Богородицк	2×16	32	16,80	15,74	0,24	12,086	3,26	0
72	ПС 110/10/6 кВ №370 Тулица	г. Тула	2×25	50	26,25	12,18	1,42	10,665	1,35	0,50
73	ПС 110/10/6 кВ № 371 Никулинская	Алексинский р-н, вблизи пос. Новогуровский	2×25	50	26,25	19,00	0,00	18,985	0,02	0
74	ПС 110/6 кВ №378 Гагаринская	Щекинский р-н, д. Ясенки	1×25; 1×16	41	13,13	5,91	0,01	5,587	0,29	0
75	ПС 110/6 кВ №384 Советская	Щекинский р-н, г. Советск	1×16; 1×10	26	10,50	7,51	0,17	6,875	0,56	0,16
76	ПС 110/35/6 кВ №385 Обидимо	Ленинский р-н, пос. Ленинский	1×16; 1×7,5	23,5	7,88	0,85	1,14	0	4,43	0
77	ПС 110/35/6 кВ №386 Мелиоративная	Ленинский р-н, д. Барсуки	1×10	10	10,50	4,66	1,33	2,456	1,96	0
78	ПС 110/35/6 кВ №390 Лужное	Дубенский р-н, пос. Воскресенский	1×16	16	16,80	13,01	1,17	9,669	2,97	0
79	ПС 110/6 кВ №404 Ратово	Ленинский р-н, д. Ратово	2×10	20	10,50	8,67	1,50	0,957	6,87	0
80	ПС 110/10 кВ №406 Крушма	Алексинский р-н, вблизи д. Слободка	1×6,3	6,3	6,62	6,24	0,00	6,104	0,12	0
81	ПС 110/10 кВ №407 Глебово	Калужская обл., Ферзиковский р-н, д. Глебово	1×6,3	6,3	6,62	5,82	0,00	5,819	0,00	0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
82	ПС 110/10 кВ №408 Епифань	Узловский р-н, д. Мельгуново	1×10; 1×6,3	16,3	6,62	4,86	0,09	4,796	0,06	0
83	ПС 110/35/10 №409 Черемушки	Ефремовский р-н, с. Шилово	1×10	10	10,50	8,17	0,41	6,43	1,55	0
84	ПС 110/10 кВ №410 Давыдово	Белевский р-н, д. Давыдово	1×6,3	6,3	6,62	5,88	0,12	5,182	0,62	0
85	ПС 110/35/10 кВ №415 Савино	Новомосковский р-н, д. Савино	2×10	20	10,50	8,49	0,65	8,325	0,14	0
86	ПС 110/35/10 кВ №421 Каменка - РУ 35 кВ	Каменский р-н, с. Архангельское	1×16; 1×10	26	8,4	6,331	0,291	6,308	0,24	0
	8,4				6,292	0,003	6,282	0,021	0	
87	ПС 110/35/10 кВ № 423 Даргомыжская	Арсеньевский р-н, пос. Арсеньево	1×16	16	16,80	14,74	0,05	14.482	0,14	0
88	ПС 110/6 кВ №427 Айдарово	Алексинский р-н, д. Айдарово	1×25	25	13,13	11,99	0,51	9.909	1,85	0
89	ПС 110/10 кВ №430 Точмаш	Суворовский р-н, пос. Центральный	2×16	32	16,80	16,23	0,07	16.144	0,08	0
90	ПС 110/10/10 кВ №433 Стечкин	Ленинский р-н, с. Осиновая гора	2×40	80	42,00	36,61	6,75	0,00	56,80	1,88

Приложение № 5
к Схеме и Программе развития электроэнергетики
Тульской области на 2019-2023 годы

Вводы электросетевых объектов напряжением 220 кВ и ниже энергосистемы Тульской области на 2019-2023 годы
Сводные данные по развитию электрических сетей.

№	ПЕРЕЧЕНЬ ОБЪЕКТОВ	ВЛ, км; ПС, МВА	2018 г.		2019 г.		2020 г.		2021 г.		2022 г.		2023 г.		2018-2023 гг.	
			км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Перечень электросетевых объектов 220 кВ и ниже, рекомендуемых к вводу в соответствии с базовым прогнозом потребления электроэнергии и мощности																
	220 кВ		5,063	442	0	0	0	0	0	0	0	200	0	0	5,063	642,0
1	Реконструкция ПС 220 кВ Северная (Тула) в части установки АТ 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 580 МВА	1х200 МВА										200,0			0,0	200,0
2	Строительство ПС 220 кВ Агрокомплекс и ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС – Агрокомплекс	250 МВА, 1х2 км	2,0	250,0											2,0	250,0
3	Строительство ПС 220 кВ ООО "Тепличный комплекс "Тульский" трансформаторной мощностью 2х80 МВА и заходы от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула №2 с отпайкой на ПС Яснополянская	2х80 МВА, 2х1 км	2,0	160,0											2,0	160,0
4	Реконструкция ПС 110 кВ Гипсовая с переводом на 220 кВ	2х16 МВА		32,0											0,0	32,0
5	Строительство заходов ВЛ Новомосковская ГРЭС - Люторичи на ПС 220 кВ Гипсовая ориентировочной протяженностью 1 км (2х1 км)	1х0,5 км, 1х0,563 км	1,1												1,1	0,0
	110 кВ		2,2	216,0	3,0	40,0	109,5	176,0	12,0	25,0	30,5	82,0	116,5	20,0	273,8	559,0
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	3 км			3,0										3,0	0,0
7	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
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская - Мясново с отпайками, ВЛ 110 кВ Ленинская – Ратово с отпайкой на ПС Барсуки, ВЛ 110 кВ Ратово – Мясново, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 1 с отпайками, ВЛ 110 кВ Тула – Мясново № 2 с отпайкой на ПС Южная с заменой опор, провода, изоляторов для увеличения пропускной способности на участке Ратово - Ленинская	18,8 км											18,8		18,8	0,0
9	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 Мясново - Ратово	8,05 км											8,1		8,1	0,0
10	Реконструкция ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Плавск с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Плавск – Лазарево с отпайкой на ПС Смычка, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС – Лазарево (2-я очередь)	12 км							12,0						12,0	0,0
11	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отп. и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отп.	20 км									20,0				20,0	0,0
12	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отп. и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отп. Пролёты опор №105-163А	8,7 км											8,7		8,7	0,0
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отп. и ВЛ 110 кВ Волово -Бегичево с отп.	29,44 км											29,4		29,4	0,0
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30 км											30,0		30,0	0,0
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново – Советская	21 км											21,0		21,0	0,0
16	Реконструкция ПС 110 кВ Рудаково с установкой силового трансформатора Т-3, монтажом КРУН 10 кВ и реконструкцией РУ 110 кВ	25 МВА								25,0					0,0	25,0
17	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2	16 МВА										16,0			0,0	16,0
18	Реконструкция ПС 110 кВ Обидимо с заменой Т-2	16 МВА										16,0			0,0	16,0
19	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (1-й пусковой комплекс)	40 МВА				40,0									0,0	40,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
20	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (2-й пусковой комплекс)	40 МВА						40,0							0,0	40,0
21	Строительство отпайки ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск с заходами на ПС 110 кВ Заокская. Участок от точки врезки отпайки к ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск до ПС 35 Ненашево (без захода на ПС 35 кВ Ненашево) выполнить в двухцепном исполнении, но с подвесом одной цепи), 2018 год – ПИР, 2019-2020 годы СМР	43,5 км					43,5								43,5	0,0
22	Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом питания на 110 кВ с заменой двух трансформаторов 4 МВА и 10 МВА на два трансформатора 2х25 МВА, 2018-2019 годы ПИР, 2021-2022 годы СМР	50 МВА										50,0			0,0	50,0
23	Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом питания на 110 кВ с заменой двух трансформаторов 2х2,5 МВА на два трансформатора 2х10 МВА, 2022 год- ПИР, 2023 год - СМР	20 МВА												20,0	0,0	20,0
24	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск с отпайкой на ПС 110 кВ Заокская с подвесом второй цепи и строительством заходов на ПС 110 кВ Ненашево с образованием ВЛ 110 кВ Ненашево – Ясногорск, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ненашево, ВЛ 110 кВ Ненашево - Заокская 2020 год ПИР, 2021-2022 годы СМР	10,5 км									10,5				10,5	0,0
25	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ненашево-Заокская с сооружением заходов на ПС 110 кВ Хрипково и образованием ВЛ 110 кВ Ненашево-Хрипково и ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково, 2022 год- ПИР, 2023 год – СМР	0,5 км											0,5		0,5	0,0
26	Строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	59 км					59,0								59,0	0,0
27	Строительство ПС 110 кВ ГРАНД- ПАРК с присоединением от отпайки от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайками и ВЛ 110 кВ Протон-Заокская с отпайками	32 МВА, 2х0,23 км	0,2	16,0			0,2	16,0							0,5	32,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
28	Строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и двух ЛЭП 110 кВ ПС 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	2x100 МВА, 2x1 км	2,0	200,0											2,0	200,0
29	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская – ПС 110 кВ Карбамид	2x60 МВА, 2x3 км					6,0	120,0							6,0	120,0
	35 кВ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,4	10,0	26,4	10,0
	6-10 кВ		85,0	57,1	151,2	16,2	191,8	13,2	145,5	280,8	135,0	11,8	434,5	16,8	1143,0	395,9
30	Ф-л «Тулэнерго»: Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ	907,5 км, 256,1 МВА	43,1	0,2	113,9	0,2	155,3	0,0	96,4	250,4	93,9	0,0	404,9	5,3	907,5	256,1
31	Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ ОАО «ТГЭС»	136,9 км, 88,5 МВА	25,7	47,5	25,4	3,8	17,0	6,0	22,7	21,4	27,8	5,3	18,3	4,6	136,9	88,5
32	Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ ЗАО «АЭСК»	17,7 км, 9,4 МВА	3,1	5,5	2,5	0,3	1,3	1,5	9,2	1,7	1,6	0,4	0,0	0,0	17,7	9,4
33	Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ ОАО «ЩГЭС»	33,3 км, 10,7 МВА	7,2	0,5	4,0	1,2	9,9	0,9	6,3	3,7	3,0	2,7	3,0	1,7	33,3	10,7
34	Реконструкция, строительство сетей 6-10 кВ ООО «ПромЭнергоСбыт»	47,5 км, 31,2 МВА	5,9	3,4	5,4	10,6	8,3	4,9	10,9	3,7	8,7	3,4	8,2	5,2	47,5	31,2
	0,4 кВ		559,3	20,4	438,5	18,2	565,4	17,9	481,4	15,8	680,7	17,8	629,8	17,2	3354,9	107,3
35	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 15 кВт включительно ф-ла «Тулэнерго»	2001,3 км, 101,9 МВА	355,2	19,6	199,2	17,0	335,7	17,0	312,1	14,9	416,4	17,1	382,7	16,5	2001,3	101,9
36	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью до 150 кВт включительно ф-ла «Тулэнерго»	88,6 км, 4,1 МВА	17,2	0,0	11,6	1,0	10,5	1,0	16,7	0,7	16,6	0,7	16,1	0,7	88,6	4,1
37	Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей свыше 150 кВт ф-ла «Тулэнерго»	3,3 км, 0,8 МВА	3,3	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,3	0,8
38	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ ф-ла «Тулэнерго»	892,9 км, 0,5 Мва	123,0	0,0	162,0	0,3	162,4	0,0	88,3	0,3	185,8	0,0	171,4	0,0	892,9	0,5
39	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ ОАО «ТГЭС»	185,1 км	29,1	0,0	34,3	0,0	26,6	0,0	33,1	0,0	36,2	0,0	25,8	0,0	185,1	0,0
40	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ ЗАО «АЭСК»	2,2 км	1,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,6	0,0	0,3	0,0	0,0		2,2	0,0
41	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ ОАО «ЩГЭС»	83,0 км	13,0	0,0	14,0	0,0	14,0	0,0	14,0	0,0	14,0	0,0	14,0	0,0	83,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
42	Реконструкция, строительство сетей 0,4 кВ ООО «ПромЭнергоСбыт»	98,5 км	17,5	0,0	17,1	0,0	16,0	0,0	16,6	0,0	11,4	0,0	19,8	0,0	98,5	0,0
	Всего по 220 кВ		5,1	442,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	200,0	0,0	0,0	5,1	642,0
	Всего по 110 кВ		2,2	216,0	3,0	40,0	109,5	176,0	12,0	25,0	30,5	82,0	116,5	20,0	273,8	559,0
	Всего по 35 кВ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	26,4	10,0	26,4	10,0
	Всего по 10-6 кВ		85,0	57,1	151,2	16,2	191,8	13,2	145,5	280,8	135,0	11,8	434,5	16,8	1143,0	395,9
	Всего по 0,4 кВ		559,3	20,4	438,5	18,2	565,4	17,9	481,4	15,8	680,7	17,8	629,8	17,2	3354,9	107,3
	Итого по базовому сценарию развития					74,4	866,7	207,1	638,9	321,6	846,3	311,6	1207,1	64,0	4803,1	1714,2
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
1	Сооружение ПС 500 кВ Новая в районе Щекинской ГРЭС со строительством заходов от существующей ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская в РУ 500 кВ, установкой двух автотрансформаторных групп 2х(3х167) МВА, реконструкцией ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС-Тула №1 с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая в части переноса ЛЭП на ПС 500 кВ Новая с образованием ВЛ 220 кВ Новая –Тула с отпайкой на ПС Яснополянская и ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Новая, организацией заходов 220 кВ на ПС 220 кВ Металлургическая от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС – Северная №1 с отпайкой на ПС Металлургическая путем достройки участка ВЛ 220 кВ с образованием ВЛ 220 кВ: ВЛ 220 кВ Новая – Металлургическая, ВЛ 220 кВ Металлургическая – Северная и ВЛ 220 кВ Новая – Щекинская ГРЭС	2×40 км (заходы) 2×(3×167) МВА; 2х125 МВА 2×4 км													0,0	0,0
	220 кВ		4,1	442,0	200,0	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	214,1	442,0
2	Строительство ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС – Северная	10 км					10,0								10,0	0,0
3	Реконструкция ПС 220 кВ Северная (Тула) в части установки АТ 220/110 кВ с увеличением трансформаторной мощности на 200 МВА до 580 МВА	1х200 МВА			200,0										200,0	0,0
4	Строительство ПС 220 кВ Агрокомплекс и ЛЭП 220 кВ Щекинская ГРЭС – Агрокомплекс	250 МВА, 2 км	2,0	250,0											2,0	250,0

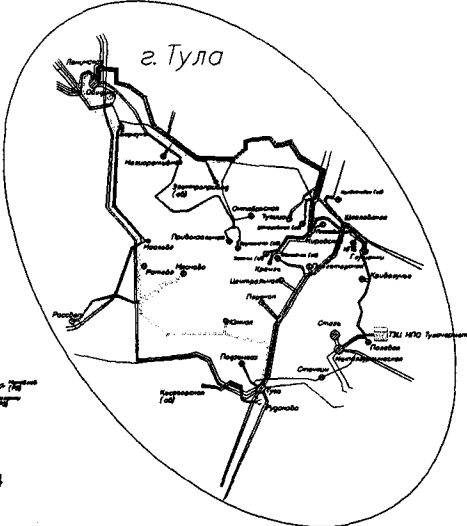
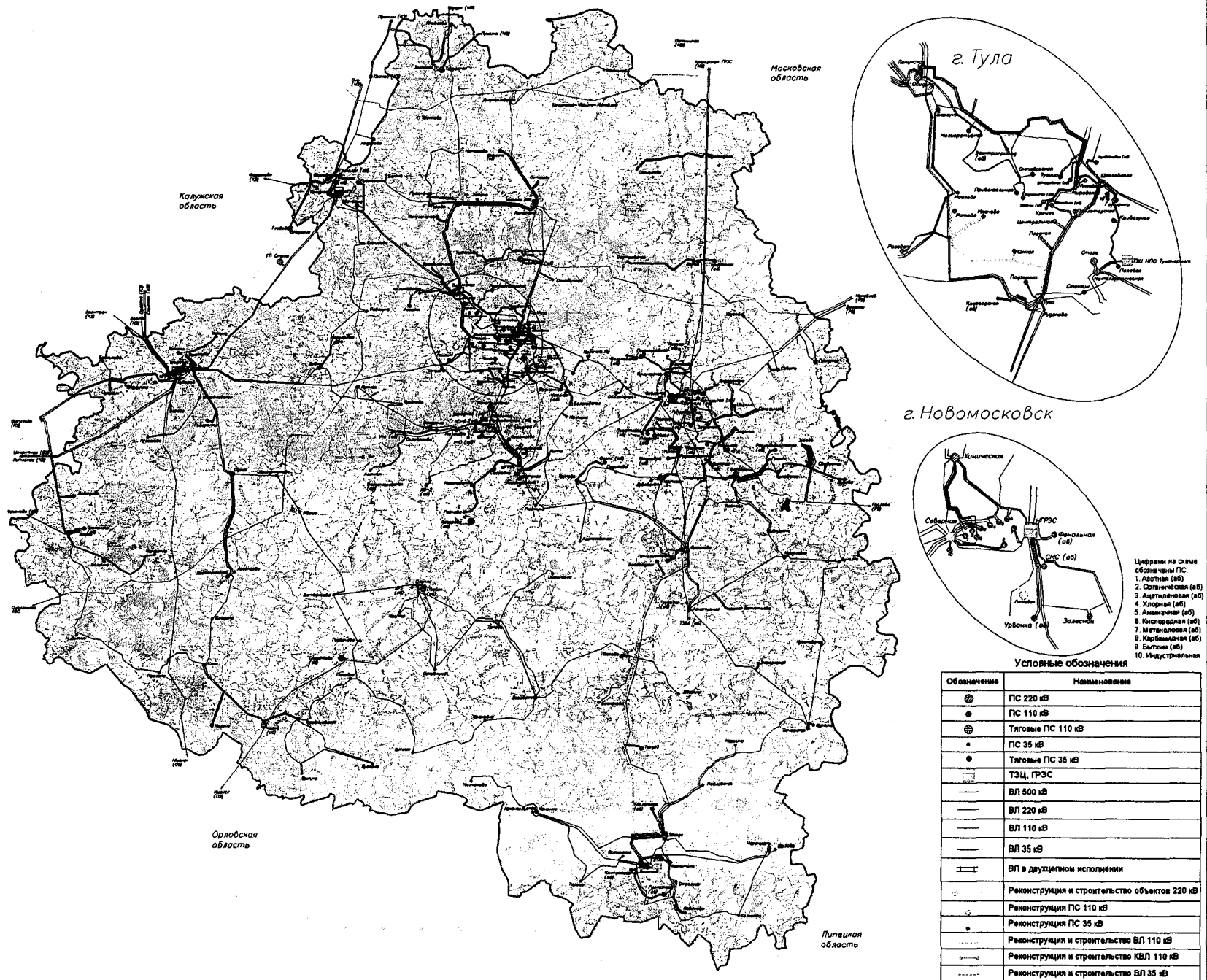
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
5	Строительство ПС 220 кВ ООО "Тепличный комплекс "Тульский" трансформаторной мощностью 2х80 МВА и заходы от ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула №2 с отпайкой на ПС Яснополянская	2х80 МВА, 2х0,5 км	1,0	160,0											1,0	160,0
6	Реконструкция ПС 110 кВ Гипсовая с переводом на 220 кВ	2х16 МВА		32,0											0,0	32,0
7	Строительство заходов ВЛ Новомосковская ГРЭС - Люторичи на ПС 220 кВ Гипсовая ориентировочной протяженностью 1 км (2х1 км)	1х0,5 км, 1х0,563 км	1,1												1,1	0,0
	110 кВ		2,2	216,0	3,0	40,0	109,5	176,0	12,0	25,0	30,5	82,0	116,5	20,0	273,8	559,0
8	Реконструкция ВЛ 110 кВ Обидимо – Октябрьская с отпайкой на ПС Привокзальная	3 км			3,0										3,0	0,0
9	Реконструкция ВЛ 110 кВ Пятницкая – Ясногорск	0,8 км					0,8								0,8	0,0
10	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 Ратово - Ленинская	18,8 км											18,8		18,8	0,0
11	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 Мясново - Ратово	8,05 км											8,1		8,1	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 (2-я очередь)	12 км							12,0						12,0	0,0
13	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отп. и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отп.	20 км									20,0				20,0	0,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
14	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отп. и ВЛ 110 кВ Звезда – Волово с отп. Пролёты опор №105-163А	8,7 км											8,7		8,7	0,0
15	Реконструкция ВЛ 110 кВ Звезда – Бегичево с отп. и ВЛ 110 кВ Волово -Бегичево с отп.	29,44 км											29,4		29,4	0,0
16	Реконструкция ВЛ 110 кВ Мценск – Плавск с отпайками	30 км											30,0		30,0	0,0
17	Реконструкция ВЛ 110 кВ Труново – Советская	21 км											21,0		21,0	0,0
18	Реконструкция ПС 110 кВ Рудаково с установкой силового трансформатора Т-3, монтажом КРУН 10 кВ и реконструкцией РУ 110 кВ	Т3 25 МВА								25,0					0,0	25,0
19	Реконструкция ПС 110 кВ Средняя с заменой Т-2	16 МВА										16,0			0,0	16,0
20	Реконструкция ПС 110 кВ Обидимо с заменой Т-2	16 МВА										16,0			0,0	16,0
21	Реконструкция ПС 110 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-1 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (1-й пусковой комплекс)	40 МВА				40,0									0,0	40,0
22	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Заокская с заменой силового трансформатора Т-2 мощностью 16 МВА на трансформатор 40 МВА (2-й пусковой комплекс)	40 МВА						40,0							0,0	40,0
23	Строительство отпайки ВЛ 110 кВ Ленинская - Ясногорск с заходами на ПС 110 кВ Заокская. Участок от точки врезки отпайки к ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск до ПС 35 Ненашево (без захода на ПС 35 кВ Ненашево) выполнить в двухцепном исполнении, но с подвесом одной цепи), 2018 год – ПИР, 2019-2020 годы СМР	43,5 км					43,5								43,5	0,0
24	Реконструкция ПС 35 кВ Ненашево с переводом питания на 110 кВ с заменой двух трансформаторов 4 МВА и 10 МВА на два трансформатора 2х25 МВА, 2018-2019 годы ПИР, 2021-2022 годы СМР	50 МВА										50,0			0,0	50,0
25	Реконструкция ПС 35 кВ Хрипково с переводом питания на 110 кВ с заменой двух трансформаторов 2х2,5 МВА на два трансформатора 2х10 МВА, 2022 год- ПИР, 2023 год - СМР	20 МВА												20,0	0,0	20,0

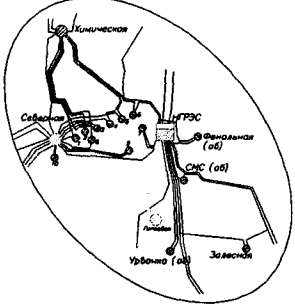
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
26	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ленинская – Ясногорск с отпайкой на ПС 110 кВ Заокская с подвесом второй цепи и строительством заходов на ПС 110 кВ Ненашево с образованием ВЛ 110 кВ Ненашево – Ясногорск, ВЛ 110 кВ Ленинская - Ненашево, ВЛ 110 кВ Ненашево - Заокская 2020 год ПИР, 2021-2022 годы СМР	10,5 км									10,5				10,5	0,0
27	Реконструкция ВЛ 110 кВ Ненашево-Заокская с сооружением заходов на ПС 110 кВ Хрипково и образованием ВЛ 110 кВ Ненашево-Хрипково и ВЛ 110 кВ Заокская – Хрипково, 2022 год- ПИР, 2023 год – СМР	0,5 км											0,5		0,5	0,0
28	Строительство ВЛ 110 кВ Глебово – Ушатово	59 км					59,0								59,0	0,0
29	Строительство ПС 110 кВ ГРАНД- ПАРК с присоединением от отпаяк от ВЛ 110 кВ Космос – Заокская с отпайками и ВЛ 110 кВ Протон-Заокская с отпайками	32 МВА, 2х0,23 км	0,23	16,0			0,23	16,0							0,5	32,0
30	Строительство ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства» и двух ЛЭП 110 кВ ПС 110 кВ Ушатово – ПС 110 кВ АО «Тульская региональная корпорация развития государственно-частного партнерства»	2х100 МВА, 2х1 км	2,0	200,0											2,0	200,0
31	Строительство ПС 110 кВ Карбамид и ЛЭП 110 кВ ПС 220 кВ Яснополянская – ПС 110 кВ Карбамид	2х60 МВА, 2х3 км					6,0	120,0							6,0	120,0
															0,0	0,0
	Всего по 500 кВ		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Всего по 220 кВ		4,1	442,0	200,0	0,0	10,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	214,1	442,0
	Всего по 110 кВ		2,2	216,0	3,0	40,0	109,5	176,0	12,0	25,0	30,5	82,0	116,5	20,0	273,8	559,0
	Итого по региональному сценарию развития		6,3	658,0	203,0	40,0	119,5	176,0	12,0	25,0	30,5	82,0	116,5	20,0	487,8	1001,0

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2019-2023 ГОДЫ
КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ
В СООТВЕТСТВИИ С БАЗОВЫМ ПРОГНОЗОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Приложение №6
 к Системе и Программе развития
 электроэнергетики Тульской области
 на 2019-2023 годы



г. Новомосковск



- Цифры на схеме обозначают ПЭС:
1. Аютинская (аБ)
 2. Орпачинская (аБ)
 3. Ацтыльинская (аБ)
 4. Хлопчат (аБ)
 5. Алмазчатая (аБ)
 6. Кислородная (аБ)
 7. Метаноловая (аБ)
 8. Карбамидная (аБ)
 9. Бытовая (аБ)
 10. Индустриальная

Условные обозначения

Обозначение	Наименование
⊙	ПС 220 кВ
●	ПС 110 кВ
⊕	Тяговые ПС 110 кВ
•	ПС 35 кВ
•	Тяговые ПС 35 кВ
⊞	ТЭЦ, ГРЭС
—	ВЛ 500 кВ
—	ВЛ 220 кВ
—	ВЛ 110 кВ
—	ВЛ 35 кВ
—	ВЛ в двухцепном исполнении
⊞	Реконструкция и строительство объектов 220 кВ
⊞	Реконструкция ПС 110 кВ
⊞	Реконструкция ПС 35 кВ
⊞	Реконструкция и строительство ВЛ 110 кВ
⊞	Реконструкция и строительство КВЛ 110 кВ
⊞	Реконструкция и строительство ВЛ 35 кВ

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2019-2023 ГОДЫ
КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ
В СООТВЕТСТВИИ С РЕГИОНАЛЬНЫМ ПРОГНОЗОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ

Приложение № 7
 к Схеме и Программе развития
 электроэнергетики Тульской области
 на 2019-2023 годы

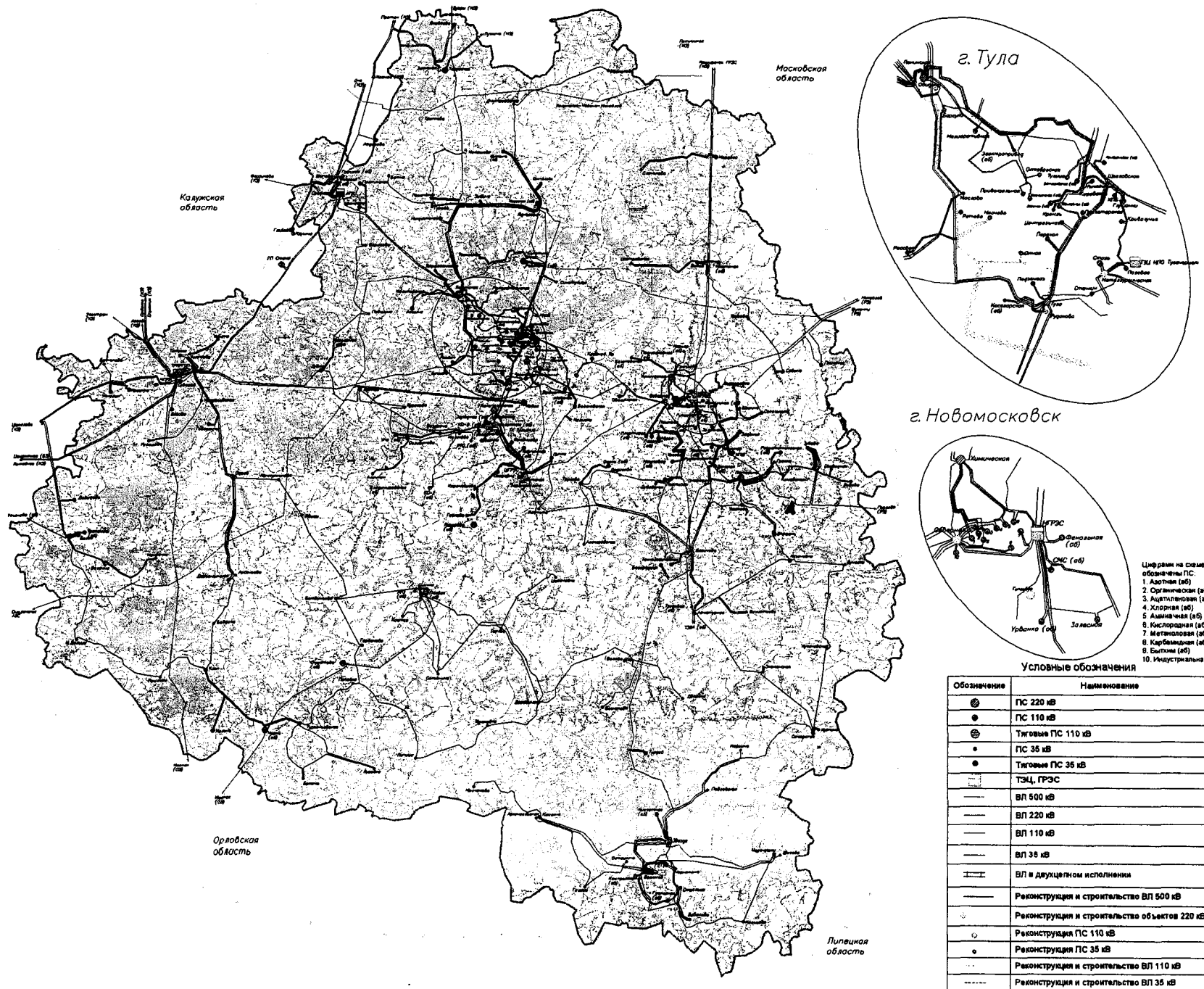


СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2018-2023 ГОДЫ
 Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2018 и на период до 2023 года в соответствии с базовым прогнозом потребления электрической энергии и мощности

Приложение № 8
 к Схеме и Программе развития
 электроэнергетики Тульской области
 на 2019–2023 годы

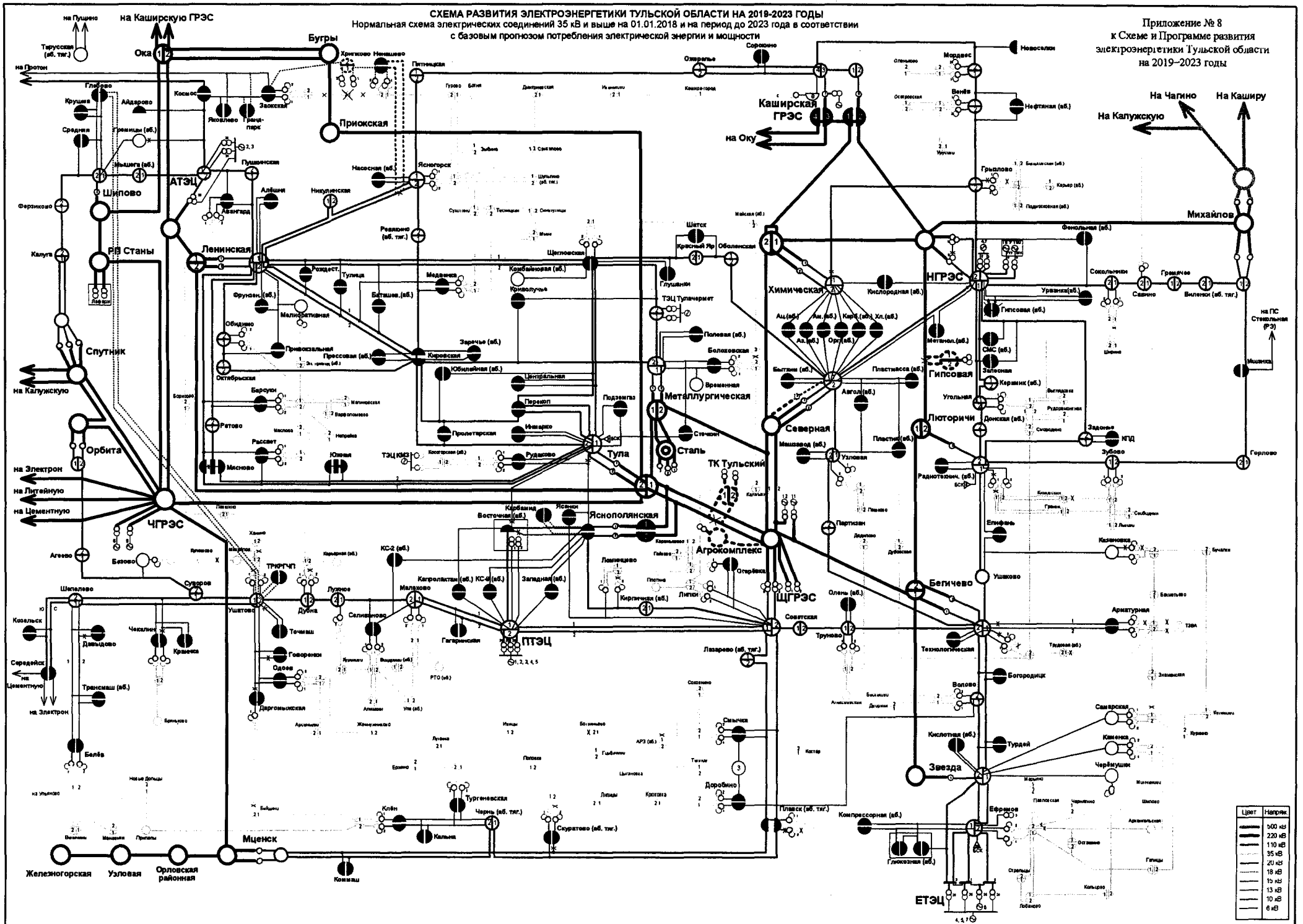
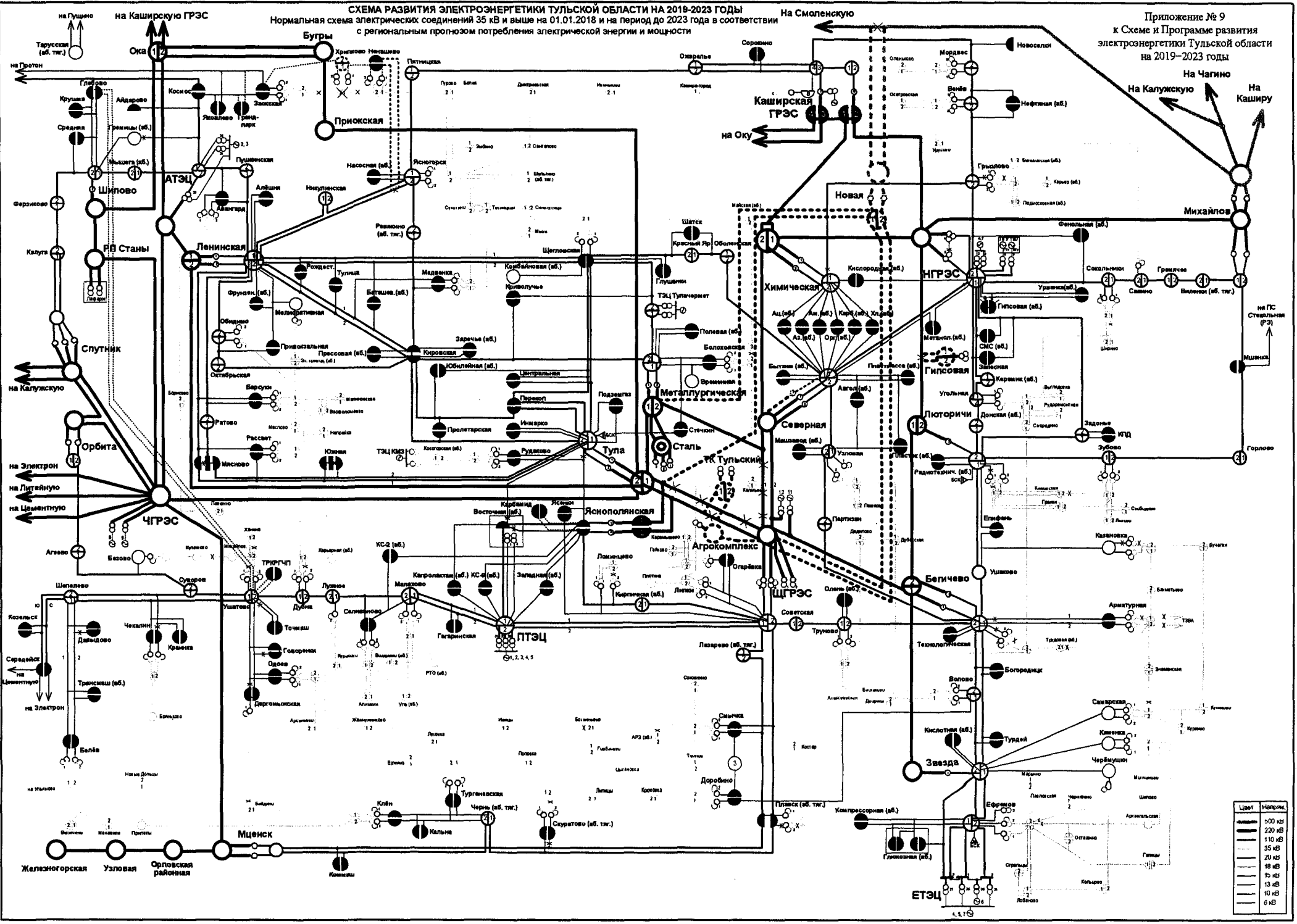


СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ТУЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2019-2023 ГОДЫ
 Нормальная схема электрических соединений 35 кВ и выше на 01.01.2018 и на период до 2023 года в соответствии с региональным прогнозом потребления электрической энергии и мощности

Приложение № 9
 к Схеме и Программе развития
 электроэнергетики Тульской области
 на 2019–2023 годы



Цвет	Напряж.
—	500 кВ
- - - -	220 кВ
· · · · ·	110 кВ
- · - · -	35 кВ
—	20 кВ
- - - -	18 кВ
· · · · ·	10 кВ
- · - · -	13 кВ
—	6 кВ