



У К А З
ГУБЕРНАТОРА ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ

от 10 ноября 2016 г.

№ 410-у

г. Воронеж

**Об утверждении схемы и
программы перспективного
развития электроэнергетики
Воронежской области
на 2017-2021 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», приказом Минэнерго России от 09 сентября 2015 года № 627 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015 - 2021 годы»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить прилагаемую схему и программу перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2017 - 2021 годы.
2. Контроль за исполнением настоящего указа оставляю за собой.

Исполняющий обязанности
губернатора Воронежской области



Г.И. Макин

УТВЕРЖДЕНА
указом губернатора
Воронежской области
от 10 ноября 2016 г. № 410-у

**Схема и программа перспективного
развития электроэнергетики
Воронежской области
на 2017–2021 годы**

Введение

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2017–2021 годы (далее – СиПРЭ Воронежской области) 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 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»; Методическими рекомендациями по разработке Схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (доработанная редакция), принятыми на совещании по вопросу разработки схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, заместителя руководителя Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (Федеральный штаб) А.Н. Шишкина (протокол Минэнерго России от 09 ноября 2010 года № АИШ-369пр); Правилами устройства электроустановок (далее – ПУЭ) 7-е издание; Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 года № 281.

Основными целями разработки СиПРЭ Воронежской области 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 Воронежской области.

Задачами формирования СиПРЭ Воронежской области являются:

- обеспечение надежного функционирования энергосистемы Воронежской области в составе Единой энергетической системы России в долгосрочной перспективе;
- обеспечение баланса между производством и потреблением электроэнергии в энергосистеме Воронежской области, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;
- скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также их вывода из эксплуатации;
- 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;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования и схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

Основными принципами формирования СиПРЭ Воронежской области являются:

- экономическая эффективность решений, предлагаемых в СиПРЭ Воронежской области, основанная на оптимизации режимов работы энергосистемы Воронежской области;
- применение новых технологических решений при формировании долгосрочных схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- скоординированность СиПРЭ Воронежской области и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;
- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;
- скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- публичность и открытость государственных инвестиционных стратегий и решений.

СиПРЭ Воронежской области сформированы на основании:

- проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016–2022 годы;
- Комплексной программы развития электрических сетей Воронежской области напряжением 35 кВ и выше на 2015–2019 годы (в части напряжения 110 кВ и выше);
- прогноза спроса на электрическую энергию и мощность по Воронежской области и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Воронежской области;
- ежегодного отчета о функционировании Единой энергетической системы России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- сведений о заключенных договорах на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей;
- предложений ОАО «СО ЕЭС» по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели энергосистемы Воронежской области, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Воронежской области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Воронежской области.

СиПРЭ Воронежской области содержат программу развития электроэнергетики, включающую в себя в отношении каждого года планирования:

- схему развития электроэнергетики Воронежской области;
- прогноз спроса на электрическую энергию и мощность, разрабатываемый АО «СО ЕЭС» по субъектам Российской Федерации, региональным энергосистемам и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта Российской Федерации, в том числе на основе данных о максимальных объемах потребления по узловым подстанциям, представляемых сетевыми организациями;
- перспективные балансы производства и потребления электрической энергии и мощности в границах Воронежской области;
- иные сведения перспективного развития электроэнергетики Воронежской области.

СиПРЭ Воронежской области подлежат использованию в качестве:

- основы для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций;
- основы для формирования с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Воронежской области предложений по определению зон свободного перетока электрической энергии (мощности);
- основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний.

1. Предпроектное исследование

1.1. Общая характеристика Воронежской области

Воронежская область – субъект Российской Федерации, расположенный в европейской части страны. Воронежская область входит в состав Центрального федерального округа. Область на севере граничит с Тамбовской и Липецкой областями, на востоке – с Волгоградской и Саратовской областями, на юге – с Луганской областью Украины и Ростовской областью, на западе – с Курской и Белгородской областями.

Занимает территорию 52,2 тыс. км². Протяженность с севера на юг составляет 277,5 км, с запада на восток – 352,0 км.

Численность населения области на 01.01.2015 составляла 2331,1 тыс. чел. Удельный вес городского населения – 66,9 %, плотность населения 44,6 чел./км².

Административный центр области – город Воронеж – расположен в 587 км к югу от Москвы. Число муниципальных районов – 31, число городских округов – 3. Населенные пункты Воронежской области с численностью населения более 5 тыс. человек представлены в таблице 1. На рисунке 1 представлено административно-территориальное деление территории Воронежской области с указанием административных центров.

Таблица 1 - Городские и сельские поселения Воронежской области с численностью населения более 5 тыс. человек (по состоянию на 01.01.2015)

Название территориальной единицы (населенного пункта)	Численность, тыс. человек
г. Воронеж	1023,5
г. Борисоглебск	63,6
г. Россошь	62,7
г. Лиски	54,8
г. Острогожск	32,9
г. Нововоронеж	31,5
г. Бутуриновка	25,2
г. Семилуки	26,6
г. Павловск	25,1
г. Калач	19,2
г. Бобров	20,0
с. Новая Усмань (часть)	18,9
г. Поворино	17,3
пгт Анна	16,7
пгт Грибановский	15,3
с. Новая Усмань (часть)	13,8
р.п. Таловая	11,7
р.п. Кантемировка	11,1
г. Богучар	11,2
г. Эртиль	10,7
р.п. Каменка	8,6
р.п. Рамонь	8,4
р.п. Хохольский	7,5
р.п. Латная	7,4
р.п. Панино	6,2

Название территориальной единицы (населенного пункта)	Численность, тыс. человек
пгт Подгоренский	5,8
р.п. Давыдовка	5,3

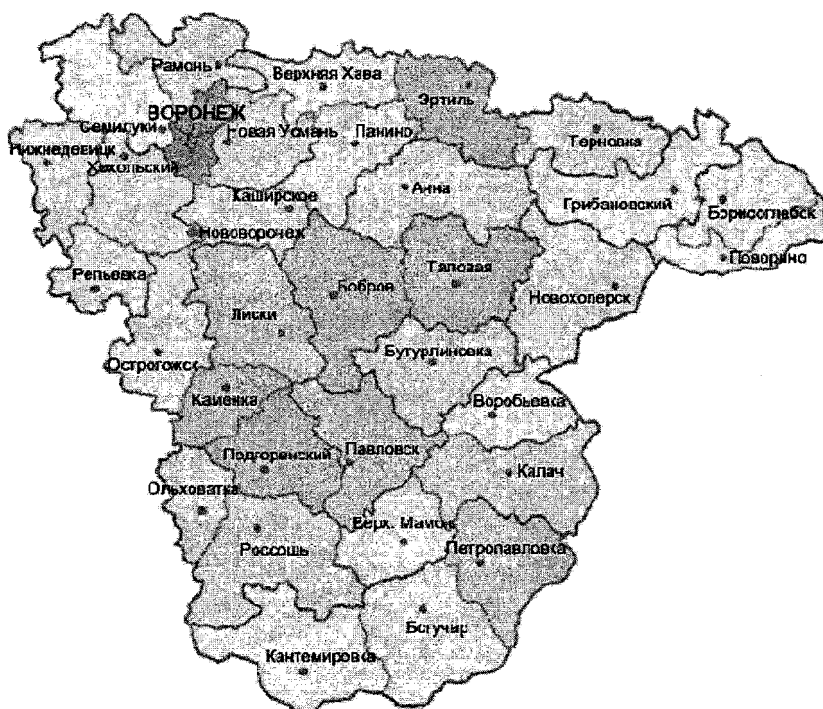


Рисунок 1 - Административно-территориальное деление Воронежской области

Воронежская область расположена в центральной части Русской равнины. Климат на территории области умеренно-континентальный со среднегодовой температурой от плюс 5,0°С на севере области до плюс 6,5°С на юге. Среднеиюльская температура изменяется от плюс 19,5°С до плюс 21,7°С, средняя январская температура от минус 8,1°С до минус 10,7°С. Осадков выпадает от 450 мм на северо-западе и до 600 мм на юго-востоке. Большая часть области расположена в лесостепной зоне. На юго-востоке преобладает степная зона. На территории области расположено 738 озер и 2408 прудов, протекает 1343 реки длиной более 10 км. Главной водной артерией Воронежской области является река Дон с притоками.

Преимущество экономико-географического положения определяется близостью индустриально-развитых районов, развитой транспортной системой, обеспечивающей устойчивые экономические связи не только с районами России, но и со странами ближнего зарубежья. Через г. Воронеж проходит несколько крупных автомобильных трасс: Москва – Астрахань, Москва – Ростов, Курск – Саратов. Воронежская область находится на пересечении железнодорожных магистралей, связывающих между собой районы Центра, Северного Кавказа и Украины, через нее проходят грузопотоки с юга России в Центр Европейской части. Эксплуатационная длина железнодорожных путей Юго-Восточной железной дороги (ЮВЖД) филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Воронежской области составляет 1149 км (в т.ч. электрифицированных – 721 км).

В таблице 2 приведена структура ВРП Воронежской области по видам экономической деятельности. В структуре ВРП основными видами экономической деятельности являлись: оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных

средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования – 20,0 %; обрабатывающие производства – 13,5 %; сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство – 13,3 %; операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг – 15,9 %; транспорт и связь – 7,7 %.

Таблица 2 - Структура ВРП Воронежской области по видам экономической деятельности

Вид экономической деятельности	Доля в структуре валового регионального продукта, в процентах
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	13,3
Добыча полезных ископаемых	1,0
Обрабатывающие производства	13,5
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	4,2
Строительство	8,0
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	20,0
Гостиницы и рестораны	0,8
Транспорт и связь	7,7
Финансовая деятельность	0,3
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	15,9
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; обязательное социальное страхование	6,1
Образование	4,2
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	3,9
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	1,1

Структура хозяйства Воронежской области имеет индустриально-аграрный характер.

Особенностью промышленности Воронежской области является преобладание обрабатывающей промышленности (80 % от суммарного объема отгруженных товаров всеми предприятиями промышленных видов деятельности), а также значительная доля электроэнергетики (17 % от суммарного объема отгруженных товаров всеми предприятиями промышленных видов деятельности). Значительная доля промышленных предприятий Воронежской области, в особенности машиностроительного сектора, расположена в г. Воронеж.

Обрабатывающая промышленность представлена производством пищевых продуктов (40 % от производимых товаров предприятий обрабатывающей промышленности), химическим производством (более 16 %), производством машин и оборудования (8 %), производством электрооборудования, электронного и оптического оборудования (7 %).

Так как основную территорию Воронежской области занимают черноземы, то ведущую роль в экономике области играет пищевая промышленность, что обусловлено высоким уровнем развития сельского хозяйства. Область представлена в основном сахарной, хлебопекарной, мясной, молочной и масложировой отраслями. Компания «Продимэкс-Холдинг» занимает ведущее место в производстве сахарного песка, в ее состав входят сахарные заводы в Новохоперском, Калачеевском, Панинском,

Хохольском, Ольховатском, Аннинском районах, а также в г. Эртиль и г. Лиски. Значительную долю рынка молочных продуктов занимает АО «Молвест». Компании принадлежат молочные заводы в г. Воронеже, Богучарском, Калачеевском, Новохоперском, Хохольском, Верхнемамонском районах. Производство рафинированных масел в области на 80 % сосредоточено в ЗАО «Группа компаний» «Маслопродукт». В Каширском районе расположен маслоэкстракционный завод ООО «Бунге СНГ». Крупнейшая кондитерская фабрика – «Воронежская кондитерская фабрика» расположена в г. Воронеж.

Крупнейшими предприятиями химической промышленности являются АО «Минудобрения», АО «Воронежсинтезкаучук», ЗАО «Воронежский завод». АО «Минудобрения» (г. Россошь) – единственный в Центрально-Черноземном районе производитель минеральных удобрений. АО «Воронежсинтезкаучук» (г. Воронеж) является крупнейшим в России предприятием по производству каучуков. Экспортирует свою продукцию в страны Европы и Азии. На предприятии ЗАО «Воронежский шинный завод» располагается крупнейший в Европе производственно-технологический комплекс по выпуску шин для велосипедов, мотоциклов и транспортной техники.

Ведущими предприятиями машиностроения являются ПАО «ВАСО», ФГУП «Воронежский механический завод», ООО «УГМК Рудгормаш-Воронеж», Воронежский вагоноремонтный завод – филиал АО «Вагонреммаш», Воронежский ордена трудового Красного Знамени тепловозоремонтный завод имени Ф.Э. Дзержинского – филиал АО «Желдорреммаш», АО «Борхиммаш». ПАО «ВАСО» специализируется на выпуске гражданских магистральных лайнеров. Производит самолеты ИЛ-96, АН-148, комплектующие к SSJ-100. ФГУП «Воронежский механический завод» изготавливает двигатели для ракет-носителей, долговременных орбитальных станций. ООО «УГМК Рудгормаш-Воронеж» – предприятие по выпуску бурового, обогатительного и погрузо-доставочного оборудования для нужд горнодобывающей промышленности. АО «Борхиммаш» (г. Борисоглебск) является одним из крупнейших российских предприятий по выпуску оборудования для нефтехимической промышленности (теплообменное оборудование, аппараты воздушного охлаждения).

Ведущим предприятием - изготовителем электронного оборудования является АО «ВЗПП-Микрон» (г. Воронеж), которое производит кристаллы силовых дискретных компонентов, а также различные типы цифровых и аналоговых интегральных схем.

Строительная индустрия в основном обеспечивает внутренние потребности области. Минерально-сырьевые ресурсы представлены промышленными запасами огнеупорных глин, отдельных видов строительных материалов, среди которых тонкозернистые пески, пригодные для производства силикатобетонных изделий, глины и суглинки, идущие на изготовление керамзита, черепицы и кирпича. ОАО «Павловск Неруд» крупнейшее в России предприятие по добыче и производству нерудных материалов. Основу продукции составляет гранитный щебень, строительный камень, песок.

В настоящее время на территории Воронежской области функционируют следующие индустриальные парки: «Масловский» (с. Масловское, Новоусманский район), «Лискинский» (г. Лиски), «Бобровский» (г. Бобров), «Перспектива» (Новоусманский район), «RusLandGroup» (г. Воронеж).

Индустриальный парк «Масловский» расположен на границе городского округа Воронеж и территории Новоусманского муниципального района. Парк занимает территорию площадью 598 га земель промышленного назначения (с перспективой расширения до 2300 га). Специализацией парка является машиностроение и

металлообработка. Основные существующие резиденты индустриального парка «Масловский»:

- ООО «Воронежсельмаш» (производство элеваторного оборудования и зерноочистительной техники);
- ООО «Сименс Трансформаторы» (строительство и эксплуатация завода по производству силовых трансформаторов);
- ООО «УСК «СпецСтальТехМонтаж» (завод по производству металлоконструкций);
- АО «ОФС Связьстрой-1 ВОКК» (завод по производству волоконно-оптического кабеля связи);
- ООО «ВЫБОР-ОБД» (завод по строительству жилых домов);
- ООО «Армакс групп» (строительство производственно-логистического комплекса);
- ООО «Ангстрем» (строительство производственного комплекса по производству мебели);
- ООО «ПО «Металлист» (производство металлоконструкций);
- ООО «ЛС» (проект специализированного логистического комплекса для семенной продукции и средств защиты растений);
- ООО «Парк А» (реализация проекта логистического комплекса);
- АО «Воронежмедстекло» (создание завода по выпуску стекла первого гидролитического класса для фармацевтической промышленности);
- ООО «Бионорика Иммобилиенгезельшафт Воронеж» (проект строительства завода по производству фитопрепаратов);
- ООО «Поли-Пак Кейсинг» (проект строительства завода по производству упаковочной продукции);
- ООО «ВЗТА «МАРШАЛ» (проект строительства завода по производству запорной арматуры);
- ООО «Гравитон» (проект строительства завода по производству строительных материалов).

Индустриальный парк «Лискинский» расположен на окраине г. Лиски, на границе городского поселения - город Лиски с Краснознаменским сельским поселением, на расстоянии 2,5 км от жилого микрорайона «Мелбугор» и 3,5 км от жилого микрорайона «Сахарный завод». Общая площадь территории планируемого индустриального парка составит 267 га.

Основные резиденты:

- ООО «Трау Нутришен Воронеж» (производство кормов для животных);
- ООО «ЛискиВторМет» (завод по производству металлоконструкций);
- ОАО «Лиски-Металлист» (производство строительных конструкций и теплообменного оборудования);
- Лискинский завод «Спецжелезобетон» - филиала открытого акционерного общества «БелЭлТранс» (производство шпал и брусьев стрелочных переводов);
- АО «Лискинский газосиликат» (производство газосиликатных блоков).

Индустриальный парк «Бобровский» расположен в г. Боброве, занимает территорию площадью 400 га. Площадка для парка «Бобровский» граничит с автодорогой и железнодорожной магистралью.

Основные резиденты:

- ОАО «Геркулес» (производство гречневой, овсяной круп и хлопьев);
- ООО УС «Евродорстрой» (строительство промышленных, административных и жилых зданий);
- ООО «СВК Стандарт» (металлообработка тонколистовой стали и производство воздуховодов для системы вентиляции и дымоудаления);
- ООО «АГРОСТРОЙ Рус» (обработка металлических изделий);
- ООО «РЦК-Бобров» (предприятие по переработке и хранению овощей).

Индустриальный парк «Перспектива» находится в Новоусманском районе на расстоянии 10 км от города Воронежа в селе Бабяково Новоусманского района. Парк занимает территорию площадью 145 га. Одна из значимых особенностей парка — близость трассы М4 «Дон». Специализация парка – предприятия малого и среднего бизнеса. Основные резиденты индустриального парка «Перспектива»:

- ООО «КвадроПресс» (производство кирпича, черепицы и прочих строительных изделий);
- ООО «Лакокраска» (производство и фасовка лакокрасочных материалов);
- ООО «Центр КДМ» (производство фурнитуры и комплектующих для производства мебели);
- ООО «А-Логистик» (логистика в области транспортировки щебня и других нерудных материалов).

Индустриальный парк «RusLandGroup» - это промышленная зона, представляющая собой совокупность автономных (обособленных) земельных участков, которые расположены вдоль федеральной магистральной трассы М4 «Дон». Земельные участки находятся в Воронежской области, удаленностью 6-15 км от города Воронежа, между поселениями Новоживотинное и Комсомольский Рамонского района Воронежской области. Площадь земельных участков составляет 104 га. Основные резиденты парка:

- ООО «АПХ «Мираторг» (строительство склада замороженных пищевых продуктов);
- Компания «Volvo Trucks» (строительство дилерского сервисного центра по обслуживанию грузовых автомобилей Volvo);
- Компания «SCANIA» (строительство дилерского сервисного центра по обслуживанию грузовых автомобилей SCANIA);
- ЗАО НПО «Стройтехавтоматика» (строительство научно-производственной базы, сборка мобильных бетоносмесительных узлов, производство автоматических линий и оборудования);
- ООО «Киносарг» (строительство завода по производству мостовых конструкций).

1.2. Характеристика Воронежской энергосистемы

Энергосистема Воронежской области функционирует в составе ОЭС Центра параллельно с ЕЭС России. Воронежская энергосистема вошла в состав ЕЭС европейской части страны 30 декабря 1959 года. Диспетчерское управление режимами параллельной работы Воронежской энергосистемы в составе ЕЭС России осуществляется филиалом АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ.

Энергосистема Воронежской области граничит с энергосистемами Липецкой, Белгородской, Тамбовской, Волгоградской, Саратовской областей, а также Донбасской энергосистемой (ОЭС Украины).

По состоянию на 01.01.2016 в электроэнергетическом комплексе Воронежской области эксплуатируются и обслуживаются 174 ЛЭП класса напряжения 110 кВ и выше с суммарной протяженностью 6173,13 км, 163 трансформаторных подстанций напряжением 110 кВ и выше с суммарной установленной мощностью трансформаторов 13652 МВА.

Воронежская энергосистема условно разделена на 3 энергорайона: Воронежский, Южный и Восточный.

К Воронежскому энергорайону отнесены следующие основные энергообъекты:

- Воронежская ТЭЦ-1;
- Воронежская ТЭЦ-2;
- ПС 500 кВ Воронежская;
- ПС 220 кВ Кировская;
- ПС 220 кВ Латная;
- ПС 220 кВ Южная.

В Воронежском энергорайоне находится город Воронеж, электропотребление которого составляет около 55 % от всего потребления электроэнергии на территории Воронежской области.

Воронежский энергорайон ограничивают следующие электросетевые элементы:

- АТ 1 250 МВА, АТ 2 250 МВА ПС 500 кВ Воронежская;
- ВЛ 220 кВ Кировская – Пост-474-тяговая;
- ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Южная с отпайкой на ПС Новая;
- ВЛ 220 кВ Новая – Южная;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Кировская с отпайкой на ПС Новая;
- ВЛ 220 кВ Новая – Кировская;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Латная;
- ВЛ 220 кВ Донская – Латная;
- ВЛ 110 кВ ВЛ-110-35;
- ВЛ 110 кВ ВЛ-110-36.

К Южному энергорайону отнесены следующие основные энергообъекты:

- ПС 330 кВ Лиски;
- ПС 220 кВ Придонская;
- ПС 110 кВ Бутурлиновка-2;
- ПС 110 кВ Верхний Мамон;
- ПС 110 кВ Калач-1;
- ПС 110 кВ Опорная.

В Южном энергорайоне выделен Придонский энергоузел. От шин ПС 220 кВ Придонская осуществляется электроснабжение ответственных потребителей, критичных к снижению напряжения, таких как предприятие ОАО «Минудобрения», тяговые ПС 110 кВ ЮВЖД.

Южный энергорайон ограничивают следующие сетевые элементы:

- ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки;
- ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 1;

- ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2;
- ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров;
- ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-1);
- ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-2);
- ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная I цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск –1);
- ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная II цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск –2);
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1);
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2);
- ВЛ 110 кВ Манино – Искра.

К Восточному энергорайону отнесены следующие основные энергообъекты:

- ПС 220 кВ Бобров;
- ПС 110 кВ Анна;
- ПС 110 кВ Борисоглебск;
- ПС 110 кВ Грибановка;
- ПС 110 кВ Елань Колено - Тяговая.

Электроснабжение потребителей Восточного энергорайона осуществляется от шин ПС 220 кВ Бобров и ПС 500 кВ Балашовская (Волгоградская энергосистема).

Восточный энергорайон ограничивают следующие сетевые элементы:

- ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров;
- ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров с отпайкой на ПС Заводская № 1 (ВЛ 110 кВ Бобровская 1);
- ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров с отпайкой на ПС Заводская № 2 (ВЛ 110 кВ Бобровская 2);
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка 2 с отпайками № 1 (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская 1);
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка 2 с отпайками № 2 (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская 2);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-2);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7 с отпайкой на ПС Новохоперск (ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево);
- ВЛ 110 кВ Шпикуловская – Народное (ВЛ 110 кВ Шпикуловская-1);
- ВЛ 110 кВ ВЛ-110-18.

В Воронежской области расположены электростанции, установленная мощность которых составила 2099 МВт (по состоянию на 01.01.2016), в том числе:

- Нововоронежская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом») суммарной установленной мощностью 1834 МВт;
- Воронежская ТЭЦ-1 (филиал ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация») суммарной установленной мощностью 138 МВт;
- Воронежская ТЭЦ-2 (филиал ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация») суммарной установленной мощностью 127 МВт.

Централизованное электроснабжение потребителей Воронежской области осуществляется следующими оперативно-диспетчерскими, электросетевыми и сбытовыми компаниями (по состоянию на 01.01.2016):

- филиал АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ;
- филиал ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»;
- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»;
- МУП «Воронежская горэлектросеть» (бывшее ОАО «Воронежская сетевая компания»);
- ОАО «Бутурлиновская электросетевая компания»;
- ПАО «ТНС энерго Воронеж»;
- МУП «Борисоглебская энергосбытовая организация»;
- АО «Сибурэнергоменеджмент»;
- АО «АтомСбыт»;
- Воронежский филиал ООО «ЭнергоЭффективность»;
- АО «ОборонэнергоСбыт» (Воронежско-Курско-Белгородское отделение);
- ООО «РусэнергоСбыт»;
- ООО «МежрегионСбыт»;
- ООО «ГРИНН энергоСбыт»;
- ООО «Транснефтьэнерго».

2. Исходные данные для разработки СиПРЭ Воронежской области

2.1. Перечень основных крупных потребителей

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе с указанием потребления электрической энергии и мощности за 2011–2015 годы представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Потребление электроэнергии и мощности основными потребителями Воронежской области

Наименование потребителя	2011 год		2012 год		2013 год		2014 год		2015 год	
	Электроэнергия, млн кВт·ч	Мощность, МВт	Электроэнергия, млн кВт·ч	Мощность, МВт	Электроэнергия, млн кВт·ч	Мощность, МВт	Электроэнергия, млн кВт·ч	Мощность, МВт	Электроэнергия, млн кВт·ч	Мощность, МВт
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	932,3	95	930,6	97	872,4	131	839,8	130	701,4	87
АО «Воронежсинтезкаучук»	316,1	40	313,1	44	308,5	44	290,0	44	262,1	40
АО «Минудобрения»	369,3	42	390,2	57	373,4	55	364,6	60	387,0	70
ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ груп» Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	0	0	1,3	8	48,5	32	133,3	32	143,0	32

2.2. Наличие резервов мощности крупных узлов нагрузки

Данные о загрузке центров питания, находящихся в ведении филиала ПАО «ФСК ЕЭС» «Верхне-Донское ПМЭС», на основе расчетного потокораспределения в день контрольного замера (17 декабря 2014 года)¹ приведены в таблице 4.

В таблице 5 приведены резервы мощности ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». В настоящее время отсутствует резерв трансформаторных мощностей на следующих ПС 110 кВ:

- ПС 110 кВ № 21 Восточная;
- ПС 110 кВ № 29 ДСК;
- ПС 110 кВ Рамонь-2;
- ПС 110 кВ Верхняя Хава;
- ПС 110 кВ № 31 Воля;
- ПС 110 кВ Нижний Мамон.

¹ На момент разработки настоящей работы сведения о загрузке трансформаторов в режимный день (16 декабря 2015 года) отсутствуют.

Таблица 4 – Наличие резервов мощности центров питания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» Верхне-Донское ПМЭС

№ п/п	Наименование центра питания	Трансформатор	Напряжение, кВ	Номинал, МВА	Загрузка в замерный день (17 декабря 2014 года), МВА	Коэффициент загрузки оборудования, %
1	ПС 500 кВ Воронежская	АТ-1	500/110/10	250	94,4	37,8
		АТ-2	500/110/10	250	95,8	38,3
2	ПС 220 кВ Придонская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	86,1	43,1
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	93,8	46,9
3	ПС 330 кВ Лиски	АТ-1-240	330/220/35/10	240	48	20,0
		АТ-2-240	330/220/35/10	240	63,1	26,3
		АТ-1-200	220/110/10	200	89,3	44,7
		АТ-2-200	220/110/10	200	88,2	44,1
4	ПС 220 кВ Бобров	АТ-1 125 МВА	220/110/35	125	74,4	59,5
		АТ-2 125 МВА	220/110/35	125	0	0,0
		Т-1	110/35/10	16	7,56	47,3
		Т-2	110/35/10	16	7,2	45,0
5	ПС 220кВ Латная	АТ-2 125 МВА	220/110/35	125	89,24	71,4
		АТ-3 200 МВА	220/110/35	200	67,5	33,8
6	ПС 220 кВ Южная	АТ-1 200 МВА	220/110/10	200	116,9	58,5
		АТ-2 135 МВА	220/110/10	135	70,7	52,4
		АТ-3 135 МВА	220/110/10	135	0	0,0
		Т-1	110/35/6	20	4	20,0
		Т-2	110/35/6	20	10	50,0
		Т-3	110/35/6	20	6	30,0
7	ПС 220 кВ Кировская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	87,3	43,7
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	87,6	43,8

Таблица 5 – Наличие резервов мощности центров питания филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»²

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов (Суст.) с указанием их количества, шт./МВА			Суммарная полная мощность ЦП по результатам замеров максимума нагрузки (S _{max}), МВА	Полная мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА за время		Ограничивающие факторы, МВА	Допустимая нагрузка расчетная в режиме n-1, МВА	Резерв мощности, МВА
		T1	T2	T3		МВА	Мин.			
1	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	10	6,3		0,07	0,00		0	6,6	6,53
2	ПС 110 кВ Ступино	6,3	10		1,68	1,11	120,00	0	7,73	6,05
3	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	6,3			0,40	0,32	120,00	0	6,94	6,54
4	ПС 110 кВ Бугаевка	16			11,90	2,20	90,00	0	19,00	7,10
5	ПС 110 кВ Добрино	10			2,81	2,76	90,00	0	13,26	10,45
6	ПС 110 кВ Новая Калитва	6,3			1,52	0,00		0	6,62	5,10
7	ПС 110 кВ Шишовка	6,3			0,86	0,02	180,00	0	6,64	5,78
8	ПС 110 кВ Азовка	10			2,36	0,49	180,00	0	10,99	8,63
9	ПС 110 кВ Анна-2	25			6,80	3,75	90,00	0	30,00	23,20
10	ПС 110 кВ Большевик (БУ)	6,3			1,49	0,00		0	6,62	5,13
11	ПС 110 кВ Рождество	6,3			1,51	0,00		0	6,62	5,11
12	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	6,3			1,49			0	6,62	5,13
13	ПС 110 кВ Восточная-1	40			17,45	8,13	30,00	0	50,13	32,68
14	ПС 110 кВ Калачеевская	6,3			0,64	0,78	120,00	0	7,40	6,76
15	ПС 110 кВ Большая Казинка	6,3			0,69	0,00		0	6,62	5,93
16	ПС 110 кВ Дерезовка	6,3			0,42			0	6,62	6,20
17	ПС 110 кВ Осетровка	6,3			1,01	0,72	1 сутки	0	7,34	6,33

² Данные о наличии резервов мощности центров питания филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» приведены в соответствии с сайтом ПАО «МРСК Центра» за III квартал 2015 года.

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов (Суст.) с указанием их количества, шт./МВА			Суммарная полная мощность ЦП по результатам замеров максимума нагрузки (S _{max}), МВА	Полная мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА за время		Ограничивающие факторы, МВА	Допустимая нагрузка расчетная в режиме n-1, МВА	Резерв мощности, МВА
		T1	T2	T3		МВА	Мин.			
18	ПС 110 кВ Совхоз Радченский	10			1,46	0,12	240,00	0	10,62	9,16
19	ПС 110 кВ № 2	25	25		23,82			0	26,25	2,43
20	ПС 110 кВ № 6	25	32		24,18			0	26,25	2,07
21	ПС 110 кВ № 9 СХИ	40	40		41,12			0	42,00	0,88
22	ПС 110 кВ Центральная	63	63		42,93			0	66,15	23,22
23	ПС 110 кВ № 14 Западная	31,5	31,5		14,22			0	33,08	18,86
24	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	40,50	40,50	63	58,99			0	85,05	26,06
25	ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная	31,5	31,5	40	64,95			0	66,15	1,20
26	ПС 110 кВ № 18 Туббольница	6,3	6,3		3,45			0	6,62	3,17
27	ПС 110 кВ № 20 Северная	40	40		35,47			0	42,00	6,53
28	ПС 110 кВ № 21 Восточная	25	20	40	47,45			0	47,25	-0,20
29	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	40	40	40	52,66			0	84,00	31,34
30	ПС 110 кВ № 27 РЭП	32	32	63	61,38			0	67,20	5,82
31	ПС 110 кВ № 28 Тепличная	25	25		15,95			0	26,25	10,30
32	ПС 110 кВ № 29 ДСК	25	25		29,10			0	26,25	-2,85
33	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	40	40	63	83,90			0	84,00	0,10
34	ПС 110 кВ № 32 Никольское	25	25		15,60			0	26,25	10,65
35	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	25	25		2,80			0	26,25	23,45
36	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	40	40		31,64			0	42,00	10,36
37	ПС 110 кВ № 42 Полюс	40	40		28,50			0	42,00	13,50

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов (Суст.) с указанием их количества, шт./МВА			Суммарная полная мощность ЦП по результатам замеров максимума нагрузки (S _{max}), МВА	Полная мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА за время		Ограничивающие факторы, МВА	Допустимая нагрузка расчетная в режиме n-1, МВА	Резерв мощности, МВА
		T1	T2	T3		МВА	Мин.			
38	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	63	63		21,48			0	66,15	44,67
39	ПС 110 кВ № 45 Калининская	63	63		44,34			0	66,15	21,81
40	ПС 110 кВ № 47 Сомово	25	25		10,91	0,00		0	26,25	15,34
41	ПС 110 кВ Панино	16	16		11,60			0	16,80	5,20
42	ПС 110 кВ Прогресс	2,50	10		0,55	0,48	120,00	0	3,11	2,56
43	ПС 110 кВ № 11 Краснолесное	5,60	6,3		6,05	0,50	120,00	0	6,38	0,33
44	ПС 110 кВ Рамонь-2	25	16		22,67	0,10	60,00	0	16,90	-5,77
45	ПС 110 кВ Комплекс	10	10		5,83			0	10,50	4,67
46	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	16	16		3,75			0	16,80	13,05
47	ПС 110 кВ Нижнедевицк	16	16		6,69			0	16,80	10,11
48	ПС 110 кВ Краснолипые	16	16		17,90	1,23	120,00	0	18,03	0,13
49	ПС 110 кВ Ульяновка	6,3	6,3		0,46	0,42	60,00	0	7,04	6,58
50	ПС 110 кВ Московское	10	10		11,83	1,50	120,00	0	12,00	0,17
51	ПС 110 кВ Верхняя Хава	16	16		18,05			0	16,80	-1,25
52	ПС 110 кВ Новоусманская	25	25		14,52	1,42	120,00	0	27,67	13,15
53	ПС 110 кВ Радуга	25	25		11,24	0,00		0	26,25	15,01
54	ПС 110 кВ № 31 Воля	16	25		20,36	2,70	120,00	0	19,50	-0,86
55	ПС 110 кВ Подгорная-районная (ЛУ)	16	16		6,83	4,92	180,00	0	21,72	14,89
56	ПС 110 кВ Кантемировка	10	10		10,56	1,60	60,00	0	12,10	1,54
57	ПС 110 кВ Россошь	16	16	40	27,98			0	33,60	5,62
58	ПС 110 кВ Каменка (ЛУ)	16	16		4,16	3,44	120,00	0	20,24	16,08

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов (Суст.) с указанием их количества, шт./МВА			Суммарная полная мощность ЦП по результатам замеров максимума нагрузки (S _{max}), МВА	Полная мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА за время		Ограничи- вающие факторы, МВА	Допустимая нагрузка расчетная в режиме n-1, МВА	Резерв мощности, МВА
		T1	T2	T3		МВА	Мин.			
59	ПС 110 кВ Коротояк	6,3	10		4,96	2,70	180,00	0	9,32	4,36
60	ПС 110 Острогожск	40,50	40,50		21,42			0	42,53	21,11
61	ПС 110 кВ Хреновое	6,3	16		5,49	0,00		0	6,62	1,13
62	ПС 110 кВ МЭЗ	25	25		20,13			0	26,25	6,12
63	ПС 110 кВ АНП	6,3	6,3		3,67	0,47	120,00	0	7,09	3,42
64	ПС 110 кВ Старая Калитва	6,3	6,3		2,36	0,00		0	6,62	4,26
65	ПС 110 кВ Никоноровка	2,50	6,3		1,81	0,04	240,00	0	2,67	0,86
66	ПС 110 кВ ПТФ	10	10		3,12	0,00		0	10,50	7,38
67	ПС 110 кВ Коршево	6,3	6,3		1,11	0,31	120,00	0	6,93	5,82
68	ПС 110 кВ Давыдовка	6,3	6,3		6,55	2,07	240,00	0	8,69	2,14
69	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	6,3	6,3		1,24	0,38	120,00	0	7,00	5,76
70	ПС 110 кВ Лискинская	10	16		8,62	0,01	120,00	0	10,51	1,89
71	ПС 110 кВ Борисоглебск	25	25		27,65	1,78	120,00	0	28,03	0,38
72	ПС 110 кВ Каменка (БУ)	10	10		7,77	0,49	180,00	0	10,99	3,22
73	ПС 110 кВ Таловая	16	16		8,15			0	16,80	8,65
74	ПС 110 кВ Анна	25	25		14,12	8,43	150,00	0	34,68	20,56
75	ПС 110 кВ Архангельское (БУ)	10	10		6,50			0	10,50	4,00
76	ПС 110 кВ Листопадовка	10	10		5,05			0	10,50	5,45
77	ПС 110 кВ Верхний Карачан	10	10		1,92			0	10,50	8,58
78	ПС 110 кВ Терновка	10	10		4,32			0	10,50	6,18
79	ПС 110 кВ Народное	10	16		3,70			0	10,50	6,80
80	ПС 110 кВ Новохоперск	10	16		10,17			0	10,50	0,33

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Установленная мощность трансформаторов (Суст.) с указанием их количества, шт./МВА			Суммарная полная мощность ЦП по результатам замеров максимума нагрузки (S _{max}), МВА	Полная мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА за время		Ограничивающие факторы, МВА	Допустимая нагрузка расчетная в режиме n-1, МВА	Резерв мощности, МВА
		T1	T2	T3		МВА	Мин.			
81	ПС 110 кВ Эртиль	16	16		9,76			0	16,80	7,04
82	ПС 110 кВ Щучье	6,3	6,3		2,65	1,91	180,00	0	8,53	5,88
83	ПС 110 кВ Докучаево	10	10		3,33			0	10,50	7,17
84	ПС 110 кВ Большая Грибановка	16	16		10,12	0,07	90,00	0	16,87	6,75
85	ПС 110 кВ Химмаш	16	16		7,32	0,00		0	16,80	9,48
86	ПС 110 кВ Калач-1	25	25		16,04	1,20	120,00	0	27,45	11,41
87	ПС 110 кВ Калач-2	16	16		8,81	2,20	1 сутки	0	19,00	10,19
88	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	16	16		17,76	1,20	120,00	0	18,00	0,24
89	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	6,3	6,3		6,09	1,50	120,00	0	8,12	2,03
90	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	10	10		6,34	1,50	120,00	0	12,00	5,66
91	ПС 110 кВ Козловка (КУ)	2,50	6,3		1,28	1,50	45,00	0	4,13	2,85
92	ПС 110 кВ Филиппенково	6,3	6,3		1,10	1,50	120,00	0	8,12	7,02
93	ПС 110 кВ Воробьевка	16	16		7,86	1,00	120,00	0	17,80	9,94
94	ПС 110 кВ Солонцы	6,3	6,3		2,97			0	6,62	3,65
95	ПС 110 кВ Манино	16	16		2,17	1,00	1 сутки	0	17,80	15,63
96	ПС 110 кВ Петропавловка	10	10		4,77	1,00	120,00	0	11,50	6,73
97	ПС 110 кВ Верхний Мамон	10	16		5,51	3,21	120,00	0	13,71	8,20
98	ПС 110 кВ Нижний Мамон	2,50	6,3		3,20	0,00		0	2,63	-0,58
99	ПС 110 кВ Павловск-2	25	25		22,36			0	26,25	3,89
100	ПС 110 Богучар	16	16		12,94	1,00	120,00	0	17,80	4,86
101	ПС 110 кВ Опорная	6,3	6,3		2,63	1,50	120,00	0	8,12	5,49

3. Ретроспективный анализ и общее описание энергосистемы

3.1. Отчетная динамика потребления электроэнергии за предыдущие 5 лет

В таблице 6 представлена отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2011–2015 годы.

Таблица 6 - Отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2011–2015 годы.

Показатель	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Электропотребление, млн кВт·ч	9 758	10 217	10 336	10 540	10 470

Рост электропотребления Воронежской области за период 2011–2015 годов составил 7,2 %.

3.2. Структура электропотребления по основным группам потребителей за предыдущие 5 лет

Структура электропотребления Воронежской области за предыдущие 5 лет представлена в таблице 7. Основную долю потребления электроэнергии составляют население и промышленность.

Таблица 7 - Структура электропотребления Воронежской области на период 2011–2015 годов.

Структура электропотребления	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год ³
Потреблено электроэнергии	9 758	10 217	10 336	10 540	10 470
в том числе организациями по видам экономической деятельности:					
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	681,6	659,4	679	709	н/д
добыча полезных ископаемых	89,8	96,6	100,3	98,4	н/д
обрабатывающие производства	2361,8	2149,6	2174,4	2207,8	н/д
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	1604,9	1720,4	1736,9	1769,5	н/д
строительство	159,1	174,1	180,9	190,5	н/д
транспорт и связь	1143,4	1092,8	1102,5	1102,4	н/д
предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	728,3	788,3	773,2	778,8	н/д
прочие виды	190,1	251,5	262	290,5	н/д

³ Данные о структуре электропотребления за 2015 год на момент разработки настоящей работы отсутствуют.

3.3. Динамика изменения максимума нагрузки Воронежской энергосистемы

Динамика изменения максимума нагрузки Воронежской энергосистемы за предыдущие 5 лет приведена в таблице 8.

Таблица 8 - Динамика изменения максимума нагрузки Воронежской энергосистемы в период 2011–2015 годов

Показатель	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Дата максимума нагрузки, температура в момент прохождения максимума	21.02.2011 -20 ⁰ C	20.12.2012 -15 ⁰ C	12.12.2013 -12 ⁰ C	31.01.2014 -24 ⁰ C	26.01.2015 -10 ⁰ C
Максимум нагрузки, МВт	1 664	1 820	1 715	1 826	1 678
Число часов использования максимума нагрузки, час/год	5 864	5 614	6 026	5 772	6 239

Число часов использования максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области изменяется по годам в диапазоне 5614-6239 час/год в зависимости от температурных условий в энергосистеме.

Усредненные суточные графики нагрузки и температуры воздуха Воронежской энергосистемы, соответствующие рабочим и выходным дням зимнего и летнего периодов 2015–2016 годов, приведены на рисунках 2-5.

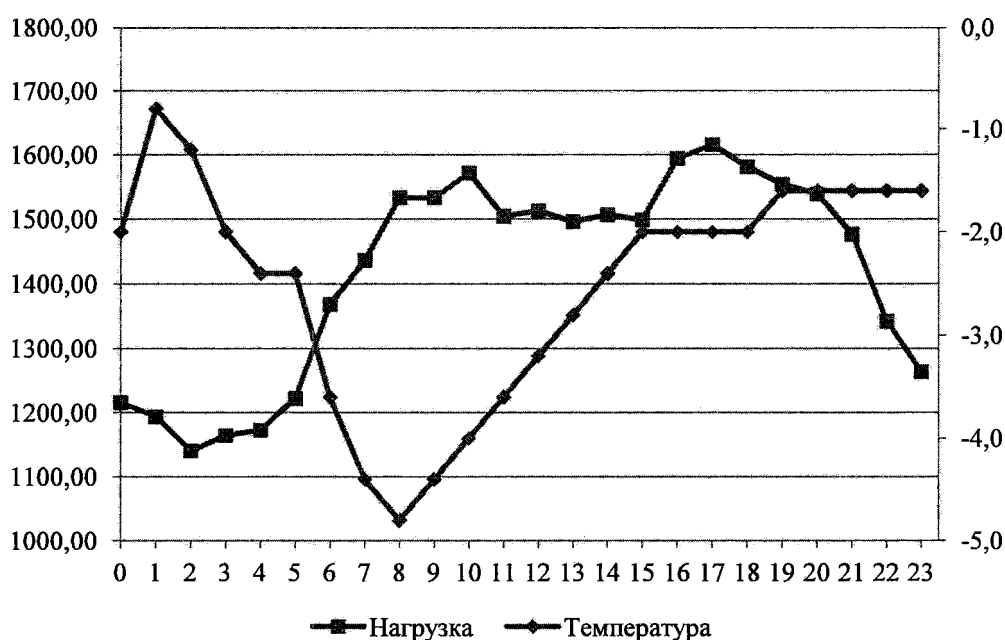


Рисунок 2 - График изменения нагрузки энергосистемы Воронежской области. Рабочий день, зима (16.12.2015)

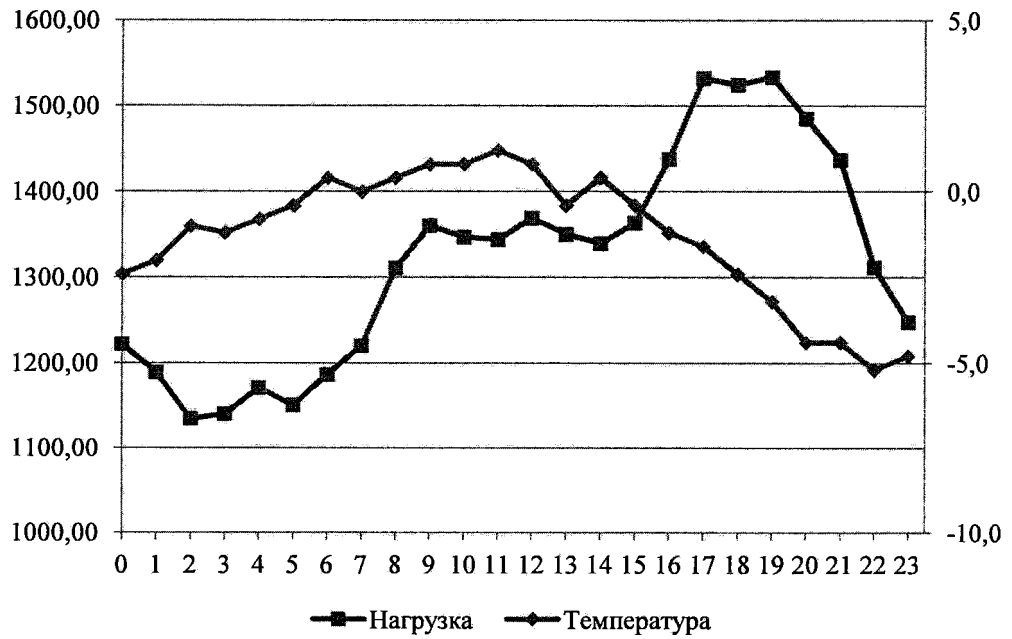


Рисунок 3 - График нагрузки энергосистемы Воронежской области. Выходной день, зима (17.01.2015)

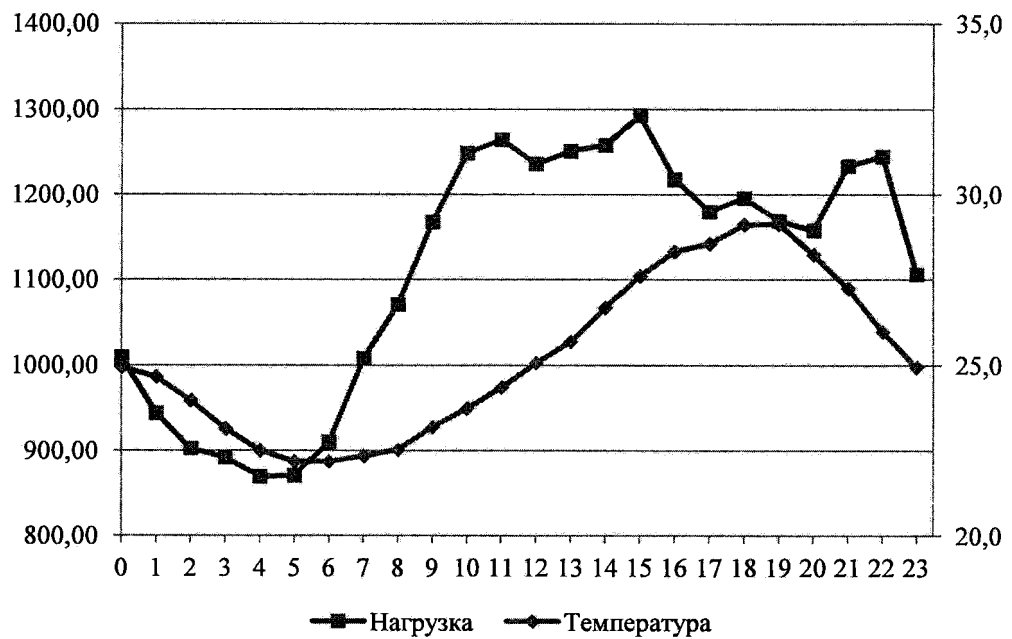


Рисунок 4 - График нагрузки энергосистемы Воронежской области. Рабочий день, лето (08.07.2015)

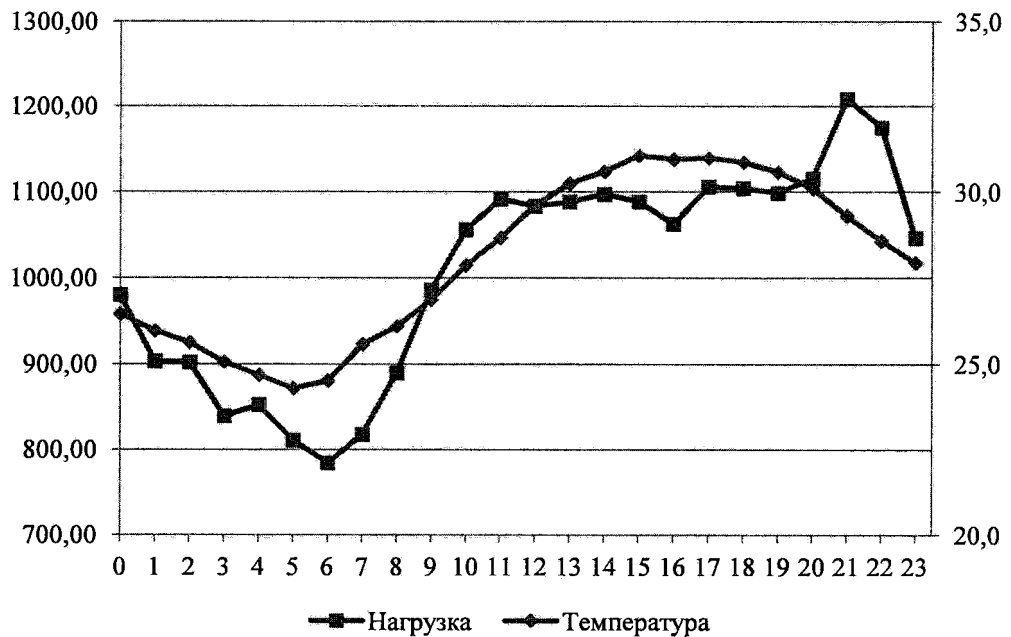


Рисунок 5 - График нагрузки энергосистемы Воронежской области. Выходной день, лето (26.07.2015)

3.4. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения в регионе, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных основным группам потребителей за предыдущие 5 лет

На рисунке 6 представлена динамика производства тепловой энергии по полному кругу производителей по Воронежской области. Рост производства тепловой энергии в Воронежской области за предыдущие 5 лет составил 5,5 %.

Значения отпускаемой тепловой энергии электростанциями и котельными филиала ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация» за период 2011–2015 годов с выделением крупных потребителей тепловой энергии приведены в таблицах 9-10. Значения отпускаемой тепловой энергии котельными МКП «Воронежтеплосеть» за период 2011–2015 годов с выделением наиболее крупных котельных приведены в таблице 11.

Структура отпуска тепловой энергии основным группам потребителей Воронежской области представлена на рисунке 7. Наиболее крупной группой потребителей тепловой энергии являются промышленные предприятия. Их доля составляет в общем потреблении около 45 %. Значительную роль в потреблении тепловой энергии играет население, доля которого составляет 24 %.

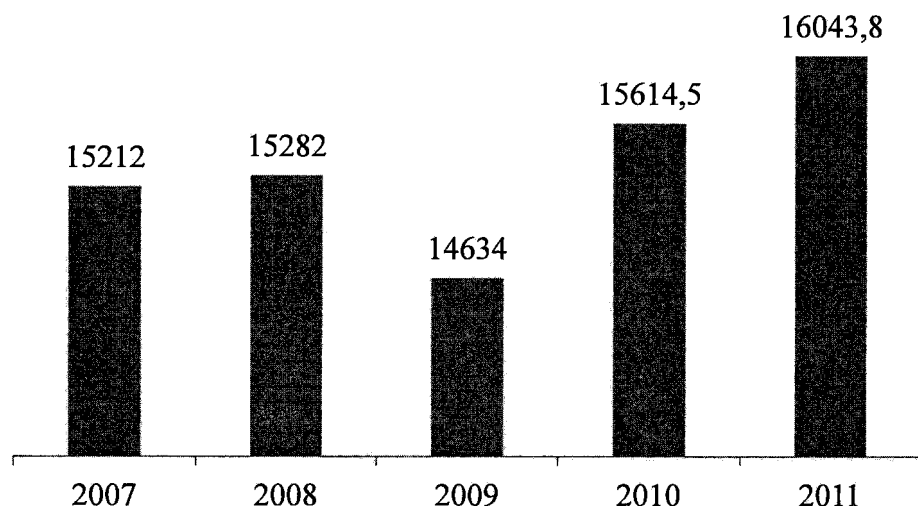


Рисунок 6 - Производство тепловой энергии по полному кругу производителей по Воронежской области, тыс. Гкал

Таблица 9 - Динамика выработки и структура отпуска тепловой энергии Воронежской ТЭЦ-1 и Воронежской ТЭЦ-2 филиала ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация» за период 2011–2015 годов, тыс. Гкал

Теплоисточник/Год	2011	2012	2013	2014	2015
Всего	3986,5	3877,3	3781,7	3720,9	3731,5
Воронежская ТЭЦ-1	2610,4	2528,6	2434,8	2311,3	2333,5
Воронежская ТЭЦ-2	1376,0	1348,8	1347,0	1409,5	1398,0
в том числе					
пар АО «Воронежсинтезкаучук»	1158,2	1188,2	1134,1	997,7	1142,4
пар ЗАО «Воронежский шинный завод»	210,4	192,1	187,4	100,7	0,0
пар ООО «Харти»	12,5	11,6	7,6	12,5	10,7
пар ООО «ЖБК»	3,9	4,5	8,0	13,2	10,8
пар прочие	126,4	105,9	92,4	128,7	144,4
горячая вода	2475,0	2375,1	2351,2	2468,0	2423,2

Таблица 10 - Динамика выработки и структура отпуска тепловой энергии от котельных филиала ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация» за период 2011–2015 годов, тыс. Гкал

Теплоисточник/Год	2011	2012	2013	2014	2015
Всего	584,0	548,4	533,6	551,3	543,2
Котельная № 1, всего	150,4	133,7	122,0	127,5	128,5
Котельная № 2, всего	433,6	414,7	411,5	423,7	414,7
в том числе горячая вода	584,0	548,4	533,6	551,3	543,2

Таблица 11 - Динамика выработки тепловой энергии котельными МКП «Воронежэнерго» за 2011–2015 годов, тыс. Гкал

Теплоисточник/Год	2011	2012	2013	2014	2015
ИТОГО, в том числе	1772,2	1620,4	1580,0	1716,3	1786,7

Теплоисточник/Год	2011	2012	2013	2014	2015
Котельная Ботанический переулок, 45к	84,6	74,4	72,5	76,8	74,9
Котельная ул. Владимира Невского, 25к	159,6	149,9	151,7	159,0	158,0
Котельная ул. Любы Шевцовой, 16	275,7	248,4	242,6	240,8	231,7
Котельная Ленинский пр-т, 162к	286,8	261,4	277,0	283,0	279,9
Котельная ул. Туполева, 31к	96,0	86,8	79,7	77,8	76,1
Прочие теплоисточники МКП «Воронежтеплосеть»	628,2	581,4	557,1	674,7	774,7
От теплоисточников ООО «Воронежская ТСК»	241,4	218,2	199,2	204,1	191,4

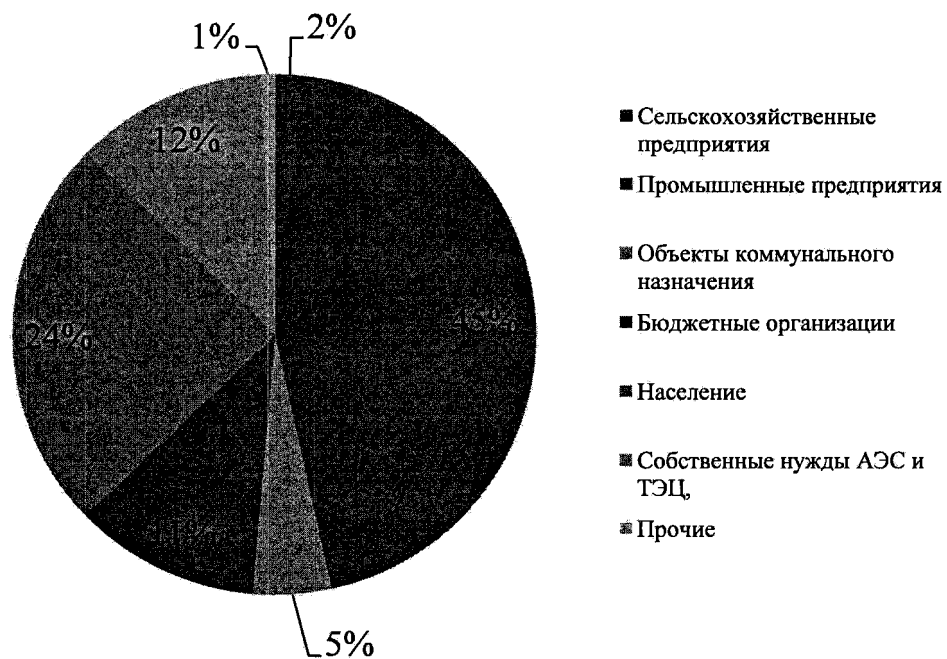


Рисунок 7 - Структура отпуска тепловой энергии основным группам потребителей Воронежской области

4. Проведение анализа текущих показателей функционирования

4.1. Перечень основных крупных потребителей тепловой энергии в Воронежской области

Перечень крупных потребителей тепловой энергии с указанием их потребности в тепловой энергии и данных о собственных объектах тепловой генерации представлен в таблице 12.

Таблица 12 - Перечень крупных потребителей тепловой энергии с указанием их потребности в тепловой энергии и данных о собственных объектах тепловой генерации

Потребитель	Потребность в тепловой энергии в 2015 году, тыс. Гкал	Собственный источник тепловой энергии		
		Тип	Производительность	Год ввода
ПАО «ВАСО»	63,5	Котел №6613 ДЕ-25-14ГМ	13,5 Гкал/час	1988
		Котел №6614 ДЕ-25-14ГМ	13,5 Гкал/час	1990
		Котел №7216 ДЕ-25-14ГМ	13,5 Гкал/час	2006
		Котел №6623 КВ-ГМ-50-150	50 Гкал/час	1989
		Котел №6636 КВ-ГМ-50-150	50 Гкал/час	1989
АО «Воронежсинтезкаучук»	1445,8	Котел-утилизатор 4хДЕ-25-225	100 т пара/час	-
ООО «Воронежская керамика»	12,9	Котел №1 ДКВР 6,5/13	6,5 т пара/час	1975
		Котел №3 ДКВР 4/13	4 т пара/час	1987
		Котел №4 ДКВР 6,5/13	6,5 т пара/час	1972
		Котел №5 ДКВР 6,5/13	6,5 т пара/час	1972
Воронежский ордена трудового Красного Знамени тепловозоремонтный завод имени Ф.Э. Дзержинского – филиал АО «Желдорремаш»	65	Котел ДЕ-16/14 ГМ	10,24 Гкал/час	2009
		Котел ДЕ-16/14 ГМ	10,24 Гкал/час	1988
		Котел ДЕ-25/14 ГМ	16 Гкал/час	1991
		Котел ДЕ-25/14 ГМ	16 Гкал/час	1989
ЗАО «Воронежский шинный завод»	121,5	Котел 3хSTD 25/26/NG+DO/ECO	75 т пара/час	2015
ООО «Производственный комплекс КПД-2»	28,8	Отсутствует		

Потребитель	Потребность в тепловой энергии в 2015 году, тыс. Гкал	Собственный источник тепловой энергии		
		Тип	Производительность	Год ввода
ОАО «Павловск Неруд»	31,4	Котел 2хДКВР 20-13	26 Гкал/час	1976
		Котел ДЕ 4-14 ГМ	2,5 Гкал/час	1976
		Котел ДЕ 4-14	2,5 Гкал/час	2004

4.2. Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций, установленная мощность которых превышает 5 МВт

Перечень электростанций Воронежской области с установленной мощностью более 5 МВт с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям приведен в таблице 13.

Таблица 13 - Электростанции Воронежской области с группировкой по собственникам (по состоянию на 01.01.2016)

Собственник электростанции	Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт
ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»	Воронежская ТЭЦ-1	138
ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»	Воронежская ТЭЦ-2	127
АО «Концерн Росэнергоатом»	Нововоронежская АЭС	1834

В 2015 году был произведен демонтаж генерирующих агрегатов на ТЭЦ Лиски Юго-Восточной железной дороги – филиала ОАО «РЖД» с суммарной установленной мощностью 7,6 МВт.

4.3. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области с группировкой по собственникам и типам электростанций за период 2011–2015 годов приведена в таблице 14. Значительную долю в выработке электроэнергии области занимает Нововоронежская АЭС – филиал АО «Концерн «Росэнергоатом» (90,5 % в 2015 году).

Таблица 14 - Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций и собственникам

Год	Всего		ОАО «Концерн «Росэнергоатом»		ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»				ОАО «РЖД»	
			Нововоронежская АЭС		Воронежская ТЭЦ-1		Воронежская ТЭЦ-2		Блок-станция Лиски	
	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%	млн кВт·ч	%
2011	9 593,9	100	8 396,2	87,5	639,9	6,7	544,7	5,7	13,2	0,1
2012	14 528,9	100	13 292,6	91,5	611,8	4,2	617,8	4,3	6,7	0,1
2013	15 472,5	100	14 067,6	90,9	580,5	3,8	821,9	5,3	2,5	0,02
2014	14 526,0	100	13 242,9	91,2	557,5	3,8	725,6	5,0	0,0	0,0
2015	14 180,5	100	12 837,4	90,5	535,5	3,8	807,5	5,7	0,0	0,0

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций представлена на рисунке 8.

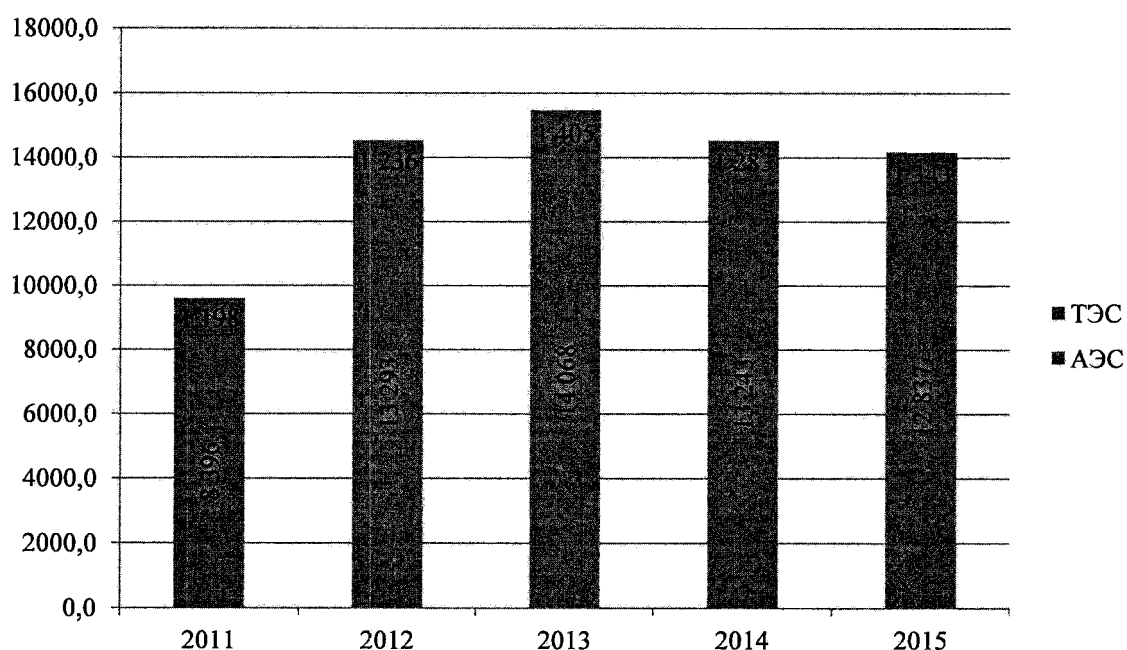


Рисунок 8 - Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций, млн кВт·ч

4.4. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Воронежской области в целом за предыдущие 5 лет

В таблице 15 представлен фактический баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области за 2011–2015 годов

Таблица 15 - Фактический баланс электроэнергии Воронежской области за 2011–2015 годов, млн кВт·ч

Показатель	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Потребление	9 757,6	10 216,6	10 335,6	10 540,3	10 469,7
Выработка	9 593,9	14 528,9	15 472,5	14 526,0	14 180,5
Сальдо перетоков электроэнергии («+» дефицит)	163,7	-4 312,2	-5 136,9	-3 985,7	-3 710,7

Баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области в основном сформировался с профицитом. В 2011 году энергосистема Воронежской области оказалась дефицитной в связи с плановым ремонтом энергоблока № 5 Нововоронежской АЭС. При этом дефицит электроэнергии был компенсирован за счет перетоков мощности из смежных энергосистем.

Ретроспектива фактического баланса мощности Воронежской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы за 2011–2015 годов представлена в таблице 16.

Таблица 16 - Баланс мощности Воронежской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы за 2011–2015 годов

№ п/п	Мощность	Год				
		2011	2012	2013	2014	2015
1	Дата, час максимума	21.02.11 19:00	20.12.12 19:00	12.12.13 10:00	31.01.14 10:00	26.01.15 18:00
2	Установленная мощность	2136,6	2136,6	2106,6	2106,6	2106,6
	АЭС	1834	1834	1834	1834	1834
	ТЭС	302,6	302,6	272,6	272,6	272,6
3	Ограничения мощности	21,0	15,5	7,6	7,6	7,6
	АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	ТЭС	21,0	15,5	7,6	7,6	7,6
4	Располагаемая мощность (2-3)	2115,6	2121,1	2099	2099	2099
	АЭС	1834	1834	1834	1834	1834
	ТЭС	281,6	287,1	265	265	265
5	Плановое ремонтное снижение (в соответствии с месячным графиком ремонтов)	1000	0	0	0	0
	АЭС	1000	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
6	Снижение мощности в связи с выводом в неплановый, неотложный и аварийный ремонт ⁴	45	0	10	59,5	5
	АЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	45	0	10	59,5	5
7	Мощность в консервации	0	0	0	0	0
	АЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
8	Рабочая мощность (4-(5+6+7))	1070,6	2121,1	2088,7	2039,5	2094
	АЭС	834	1834	1834	1834	1834
	ТЭС	236,6	287,1	254,7	205,5	260

⁴ Для 2014, 2015 годов дополнительно учтено снижение мощности в связи с ремонтом вспомогательного оборудования.

№ п/п	Мощность	Год				
		2011	2012	2013	2014	2015
9	Мощность в резерве (8+11-10)	64,9	60,0	62,8	32,8	62,3
	АЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	64,9	60,0	62,8	32,8	62,3
10	Нагрузка электростанций	1007,6	2107,6	2089,6	2073,7	2085,45
	АЭС	835,9	1880,5	1897,5	1901	1887,21
	ТЭС	171,7	227,2	192	172,7	198,24
11	В том числе перегруз	1,9	46,5	63,7	67	53,75
	АЭС	1,9	46,5	63,5	67	53,21
	ТЭС	0	0,1	0,1	0	0,54
12	Максимум потребления	1664,1	1819,6	1714,8	1825,6	1678,1
13	Сальдо перетоков (12-10)	656,5	-288	-374,8	-248,1	-407,35
14	Дефицит (-) / избыток (+) (8-12)	-593,5	301,5	373,9	213,9	415,9

Баланс мощности энергосистемы Воронежской области сформировался с избытком генерирующей мощности. В 2011 году в момент прохождения максимума нагрузки энергосистема Воронежской области оказалась дефицитной, так как энергоблок № 5 Нововоронежской АЭС находился в плановом ремонте. При этом дефицит мощности был компенсирован за счет перетоков мощности из смежных энергосистем.

4.5. Характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов Воронежской энергосистемы

В таблице 17 приведен баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области с выделением крупных потребителей за 2011–2015 годов.

Таблица 17 - Баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области с выделением крупных потребителей за 2011–2015 годов, млн кВт·ч

Показатель/потребитель	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Потребление	9 757,6	10 216,6	10 335,6	10 540,3	10 469,7
В том числе					
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	932,3	930,6	872,4	839,8	701,4
АО «Воронежсинтезкаучук»	316,1	313,1	308,5	290,0	262,1
АО «Минудобрения»	369,3	390,2	373,4	364,6	387,0
ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ груп»- Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	0	1,3	48,5	133,3	143,0

Выработка	9 593,9	14 528,9	15 472,5	14 526,0	14 180,5
Сальдо перетоков электроэнергии	163,7	-4 312,2	-5 136,9	-3 985,7	-3 710,7

В таблице 18 приведены максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2011–2015 годов.

Таблица 18 - Максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2011–2015 годов, МВт

Потребитель	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	95	97	131	130	87
АО «Воронежсинтезкаучук»	40	44	44	44	40
АО «Минудобрения»	42	57	55	60	70
ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ груп» Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	0	8	32	32	32

4.6. Объемы и структура топливного баланса электростанций и котельных (с учетом блок-станций и муниципальных котельных) на территории Воронежской области в последнем отчетном году

В таблице 19 приведена структура топливного баланса по электростанциям и котельным основных генерирующих компаний.

Таблица 19 - Структура потребления топлива по электростанциям и котельным городского округа город Воронеж за 2015 год

Источник	Объем потребления топлива в 2015 году, тыс. т у.т.			
	Природный газ	Уголь	Мазут	Ядерное топливо
Нововоронежская АЭС	0	0	0	5032,9
Воронежская ТЭЦ-1	506394	0	417	0
Воронежская ТЭЦ-2	395729	0	11	0
Котельная №1	20247	0	0	0
Котельная №2	66680	0	0	0
Котельные МКП «Воронежтеплосеть»	320738,7	460	0	0

Из таблицы 19 следует, что основным топливом, используемым на электростанциях и котельных, является природный газ.

4.7. Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области (ЕТЭБ) за отчетный период, который должен отражать все виды ресурсов и группы потребителей на основании ОКВЭД

Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области за 2013 – 2014 годы⁵ представлен в таблицах 20 и 21.

⁵ Данные за 2015 год на момент разработки настоящей работы отсутствуют.

Таблица 20 - Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области в 2013 году, т у.т.

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строки баланса	Единица измерения	Уголь	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производство энергетических ресурсов	1	т у. т.	0	0	0	289939	-5766205	0	0	-5476266
Ввоз	2	т у. т.	97829	1867223	6335954			3858701		12159707
Вывоз	3	т у. т.						-5908714		-5908714
Изменение запасов	4	т у. т.	20235	22011	0	512		0		42758
Потребление первичной энергии	5	т у. т.	118063	1889234	6335954	290451		4235753		12869455
Статистическое расхождение	6	т у. т.		0	0	-30337		236009	-15924	189748
Производство электрической энергии	7	т у. т.	-9479	-119509	-307823		-5722737	-426407		-6585955
Производство тепловой энергии	8	т у. т.	-33329	-317920	-1963964	-33782	-43468	-267858	2559905	-100416
Теплоэлектростанции	8.1	т у. т.	-6307	-289833	-834072			-69246	1190144	-9314
Котельные	8.2	т у. т.	-27023	-28087	-1129891	-33782		-198912	1225293	-192402
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	т у. т.							1598	1598
Преобразование топлива	9	т у. т.								0
Переработка нефти	9.1	т у. т.								0
Переработка газа	9.2	т у. т.								0
Обогащение угля	9.3	т у. т.								0
Собственные нужды	10	т у. т.						-495734		-495734
Потери при передаче	11	т у. т.						-491451	-207732	-699183
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	т у. т.	38416	1430806	4064167	287006		2814027	2286180	10920602

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строки баланса	Единица измерения	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	т у. т.		210399	59			270904	88112	569474
Промышленность	14	т у. т.		183727	883242	281546		696462	1130526	3175503
Производство пищевых продуктов	14.1	т у. т.		30423	2154	281546		204339	326607	845069
Химическое производство	14.2	т у. т.		13328	7763			303762	484491	809344
Металлургическое производство	14.3	т у. т.		992	433			18986	9886	30297
Производство неметаллических минеральных продуктов	14.4	т у. т.		2833	2500			76675	45605	127613
Производство машин и оборудования	14.5	т у. т.		3015	0			44708	46767	94490
Прочая промышленность	14.6	т у. т.		121961	829401			7966	170116	1129444
Строительство	15	т у. т.		40832	211			72183	11142	124368
Транспорт и связь	16	т у. т.		114356	1740			439911	17740	573747
Железнодорожный	16.1	т у. т.			0			340001	0	340001
Трубопроводный	16.2	т у. т.			0			6042	0	6042
Автомобильный	16.3	т у. т.		0	0				0	0
Прочий	16.4	т у. т.		0	0			93868		93868
Сфера услуг	17	т у. т.		54256	198			386944	255808	697206
Население	18	т у. т.	35524	827236	1620272	5460		947623	782852	4218967
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья	19	т у. т.	2758	0	1558445	0		0		1561203

Таблица 21 - Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области в 2014 году, т у.т.

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строки баланса	Единица измерения	Уголь	Нефте-продукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производство энергетических ресурсов	1	т у. т.	0	0	0	67444	-5434098	0	0	-5366654
Ввоз	2	т у. т.	105391	2210160	6503924			4332744		13152219
Вывоз	3	т у. т.						-5988659		-5988659
Изменение запасов	4	т у. т.	7671	5988	0	464		0		14123
Потребление первичной энергии	5	т у. т.	113062	2216147	6503924	67908		4451147		13352188
Статистическое расхождение	6	т у. т.			0	-114339		-6589	14711	-106217
Производство электрической энергии	7	т у. т.	-1435	-2255	-318333		-5389844	-431256		-6143123
Производство тепловой энергии	8	т у. т.	-88031	-213662	-2934430	-67721	-44254	-647882	2581590	-1414390
Теплоэлектростанции	8.1	т у. т.	-6892	-188408	-1095411			-442969	1022880	-710800
Котельные	8.2	т у. т.	-32689	-25254	-1839019	-67721		-204913	1408234	-761362
Электрокотельные и теплоутилизационные установки	8.3	т у. т.							1434	1434
Преобразование топлива	9	т у. т.								0
Переработка нефти	9.1	т у. т.								0
Переработка газа	9.2	т у. т.								0
Обогащение угля	9.3	т у. т.								0
Собственные нужды	10	т у. т.						-431256		-431256
Потери при передаче	11	т у. т.						-499541	-242011	-741552
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	т у. т.	18758	2024156	3365499	187		2879057	2242257	10529914
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	т у. т.		152581	0			292470	55515	500566

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строки баланса	Единица измерения	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Промышленность	14	т у. т.		57232	0			712488	1110574	1880294
Производство пищевых продуктов	14.1	т у. т.		26129	0			115638	330483	472250
Химическое производство	14.2	т у. т.		3747	0			284360	458559	746666
Металлургическое производство	14.3	т у. т.		1806	0			6619	8206	16631
Производство неметаллических минеральных продуктов	14.4	т у. т.		8309	0			24377	17021	49707
Производство машин и оборудования	14.5	т у. т.		3251	0			46221	29297	78769
Прочая промышленность	14.6	т у. т.		1991	0			194701	260764	457456
Строительство	15	т у. т.		11986	0			78587	3903	94476
Транспорт и связь	16	т у. т.		439184	0			473421	31440	944045
Железнодорожный	16.1	т у. т.			0			369280	12732	382012
Трубопроводный	16.2	т у. т.			0			6356	1027	7383
Автомобильный	16.3	т у. т.		289525	0				5175	294700
Прочий	16.4	т у. т.		93738	0			74747	12506	180991
Сфера услуг	17	т у. т.		0	0			403482	225316	628798
Население	18	т у. т.	14113	1358953	1664082			918609	815510	4771267
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья	19	т у. т.	4645	4221	1701417	187		0		1710470

Распределение потребления первичной энергии топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2013–2014 годах представлено на рисунке 9.

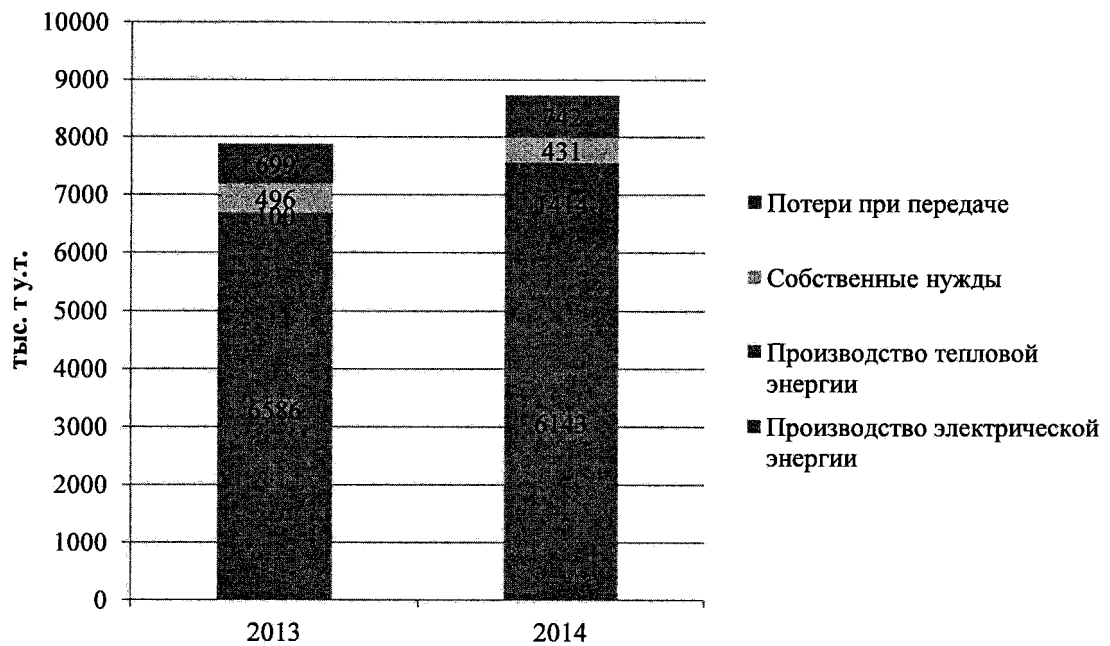


Рисунок 9 - Распределение потребления первичной энергии топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2013–2014 годах, тыс. т у.т.

На рисунке 10 представлена структура конечного потребления топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2013–2014 годах с дифференциацией по видам деятельности.

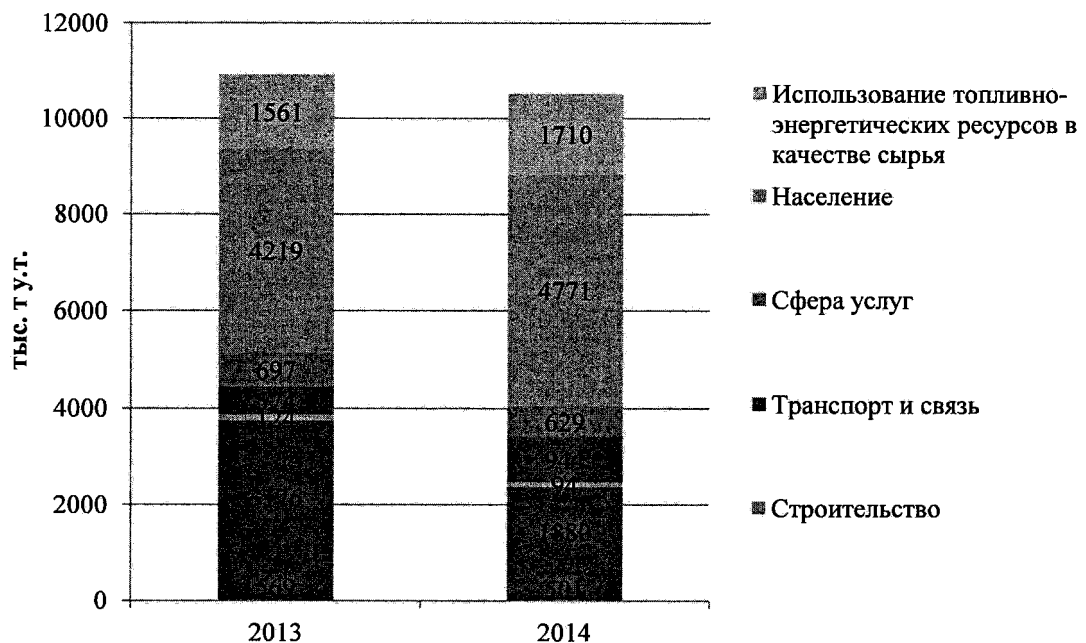


Рисунок 10 - Структура конечного потребления топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2013–2014 годах по видам деятельности, тыс. т у.т.

4.8. Анализ особенностей функционирования Воронежской энергосистемы, оценка балансовой и режимной ситуации, выявление наличия схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

Основными проблемами текущего состояния электроэнергетики на территории Воронежской области на основании анализа расчетов электрических режимов зимних максимальных и минимальных нагрузок 2014 года и летних максимальных и минимальных нагрузок 2015 года являются:

- снижение уровней напряжения в Южной и Юго-Восточной части энергосистемы Воронежской области;
- режимная ситуация по ВЛ 110 кВ №35, 36 в части электроснабжения потребителей Новоусманского и Рамонского районов Воронежской области.

4.8.1. Снижение уровней напряжения в Южной и Юго-Восточной части энергосистемы Воронежской области

При возникновении аварийной ситуации, связанной с одновременным отключением ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №2 с отпайкой на ПС Цементник (в случае ремонта одной ВЛ 220 кВ и аварийном отключении другой ВЛ 220 кВ), происходит снижение уровней напряжения на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская и в прилегающей сети. При этом снижается напряжение у следующих потребителей: АО «Минудобрения», ОАО «Павловск Неруд», потребителей восьми административных районов Воронежской области: Верхнемамонского, Петропавловского, Богучарского, Кантемировского, Россошанского, Павловского, Ольховатского, Подгоренского с населением 320 тыс. человек и электротяги Юго-Восточной железной дороги – филиала ОАО «Российские железные дороги» ПС 110 кВ Зориновка-тяговая, ПС 110 кВ Райновская-тяговая, ПС 110 кВ Журавка-тяговая.

При выводе в ремонт вышеуказанного оборудования 220 кВ в настоящее время проводится ряд предварительных мероприятий:

- включение БСК-1, (БСК-2) на ПС 220 кВ Придонская;
- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымяновская-Искра-Манино-Калач-1;
- включение БСК 10 кВ на ПС 110 кВ Калач-1 5,7 Мвар, на ПС 110 кВ Нижний Мамон 3,2 Мвар, на ПС 110 кВ Калач-2 6,3 Мвар;
- ввод в работу из резерва АТ 1 125 МВА на ПС 220 кВ Бобров.

При выходе параметров режима за область допустимых значений в районе Придонского энергоузла необходимо повысить напряжение на шинах ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС переводом РПН АТ-1 и АТ-3.

При невозможности осуществления вышеуказанных мероприятий требуется вводить ограничение режима потребления с отключением нагрузки потребителей Придонского энергоузла Южного энергорайона.

4.8.2. Режимная ситуация по ВЛ 110 кВ № 35, 36

На данный момент центры питания 110 кВ Новоусманского и Рамонского районов Воронежской области запитаны от ПС 220 кВ Кировская по ВЛ-110-35 и ВЛ-110-36. Большая протяженность данных ВЛ сдерживает строительство новых центров питания, затрудняет проведение текущих работ по обслуживанию и ремонту, при единичных отключениях в ремонтных схемах прекращается электроснабжение большого количества населения указанных районов области.

4.9. Анализ наличия схем теплоснабжения муниципальных образований Воронежской области с указанием новых объектов теплоснабжения (новых и расширяемых ТЭЦ и крупных котельных)

Схема теплоснабжения определяет направление развития теплоснабжения на срок до 15 лет. Объединяет социальную и хозяйственную деятельность поселений и городских округов, экологическую обстановку и экономическую обоснованность расширения и реконструкции действующих, строительства новых источников тепловой энергии, реконструкцию тепловых сетей в связке с мероприятиями по рациональному использованию топливно-энергетических ресурсов.

Утвержденная схема теплоснабжения является обосновывающим документом для разработки проектной документации объектов теплоснабжения.

Для 37 городов России с численностью населения от 500 тыс. человек и более, в том числе для г. Воронежа разработанные схемы теплоснабжения должны проходить утверждение в федеральном органе исполнительной власти, а именно в Минэнерго России.

Для городских округов, городских и сельских поселений с численностью населения менее 500 тыс. человек разработанные схемы теплоснабжения должны проходить утверждение в органах местного самоуправления.

Анализ наличия утвержденных схем теплоснабжения городских округов, городских и сельских поселений Воронежской области показал, что из существующих 534 муниципальных образований утвержденную схему теплоснабжения имеют 475 муниципальных образований. Неутвержденную схему теплоснабжения имеют 4 муниципальных образования. Наличие схем теплоснабжения в 55 муниципальных образованиях не требуется в силу отсутствия централизованной системы теплоснабжения и потребности в ее дальнейшем создании.

Схема теплоснабжения городского округа города Воронеж на период до 2030 года утверждена приказом Минэнерго России от 29.09.2015 № 694.

Согласно утвержденной схеме теплоснабжения города Воронежа в таблицах 22 и 23 представлены данные по строительству генерирующих мощностей из целевых ведомственных программ, предусматривающих ликвидацию встроенных подвальных котельных и переключение потребителей на гарантированный теплоисточник.

Таблица 22 - Мероприятия программы «Строительство, реконструкция и капитальный ремонт объектов коммунальной инфраструктуры городского округа город Воронеж на 2013-2015 годы» по строительству котельных

№ п/п	Наименование мероприятия	2013 год	2014 год
		Адрес объекта	Адрес объекта
1	Проектирование строительства блочно-модульных и газовых	1. ул. Дарвина, 14б. 2. ул. Революции 1905 года, 8.	1. пер. Советский, 4а. 2. ул. Арсенальная, 5.

№ п/п	Наименование мероприятия	2013 год	2014 год
		Адрес объекта	Адрес объекта
	котельных		
2	Строительство блочно-модульных и газовых котельных	1. ул. Дорожная, 44к	1. пер. Советский, 4а. 2. ул. Арсенальная, 5

Таблица 23 - Строительство блочно-модульных газовых котельных в рамках ведомственной целевой программы «Ликвидация встроенных подвальных котельных и строительство блочно-модульных газовых котельных городского округа город Воронеж на 2012-2013 годы»

№ п/п	Назначение котельной и адрес объекта
1	Для МОУ ВПО «ВИЭСУ» по ул. Помяловского, 27 и административного здания по ул. Пятницкого, 30 в г. Воронеже
2	Для МОУ СОШ № 16 по ул. Мало-Терновая, 9 в г. Воронеже
3	Для МОУ СОШ № 50 по Туркменский пер., 14а в г. Воронеже
4	Для МОУ СОШ № 65 по ул. Матросова, 2а в г. Воронеже
5	Для МОУ СОШ № 40 по ул. Краснознаменная, 74 и жилого дома по пер. Минина, 2а в г. Воронеже
6	Для теплоснабжения детской клинической больницы № 1 по ул. Рылеева, 22в и жилого дома по ул. Рылеева, 26а в г. Воронеже
7	Для МОУ СОШ № 34 по ул. Чапаева, 115 в г. Воронеже

Представленные в таблице 22 и 23 источники запланированы к строительству, в настоящее время осуществляется разработка проектной документации.

4.10. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и мощности за последние 5 лет

Структура выработки электроэнергии по типам электростанций за последние 5 лет представлена в подразделе 4.3.

5. Проведение расчетов текущих значений ключевых параметров функционирования системы энергетики Воронежской области

5.1. Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности за 5 лет

В таблице 24 приведены данные по динамике потребления энергетических ресурсов в Воронежской области за период 2011–2015 годов.

Таблица 24 - Динамика энергоемкости и электроемкости ВРП Воронежской области

Год	ВРП, млрд руб.	Объем потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), тыс.т у.т.	Энергоемкость ВРП, т у.т./млн руб.	Потребление электроэнергии, млн кВтч	Электроемкость ВРП, кВт·ч/руб.
2011	475,0	8 594,3	18,1	10 172,0	0,021
2012	564,0	9 051,6	16,1	10 510,9	0,018
2013	606,7	8 614,7	14,2	10 615,9	0,017
2014 ⁶	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
2015	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

В таблице 25 приведены данные по динамике потребления электроэнергии на душу населения и электровооруженности труда в экономике за период 2011–2015 годов.

Таблица 25 - Динамика потребления электроэнергии на душу населения и электровооруженности труда в экономике в Воронежской области

Год	Численность населения, тыс. чел	Занятая в экономике численность населения, тыс. чел	Потребление электроэнергии, млн кВт·ч	Потребленная в производстве электроэнергия, млн кВт·ч	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел	Электровооруженность труда, кВт·ч/чел
2011	2 334,8	1 054,9	10 172	2 361,8	4 356,7	2 238,9
2012	2 331,5	1 057,9	10 510,9	2 149,6	4 508,2	2 032,0
2013	2 330,4	1 057	10 615,9	2 174,4	4 555,4	2 057,1
2014 ⁷	2 329	н/д	10 790,7	2 207,8	4 633,2	н/д
2015	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

5.2. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше

Перечень существующих подстанций по состоянию на 01.01.2016, которые эксплуатируются и обслуживаются на территории Воронежской области филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС», с указанием технических параметров

⁶ Данные за 2014, 2015 годы на момент разработки настоящей работы отсутствуют.

⁷ Данные за 2014, 2015 годы на момент разработки настоящей работы отсутствуют.

трансформаторного оборудования 110 кВ и выше, года ввода в эксплуатацию и срока службы трансформаторного оборудования приведен в таблице 1.1 приложения № 1.

В энергосистеме Воронежской области на подстанциях филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» установлены 24 трансформатора с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше суммарной мощностью 3397 МВА. На рисунке 11 представлена возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2016.

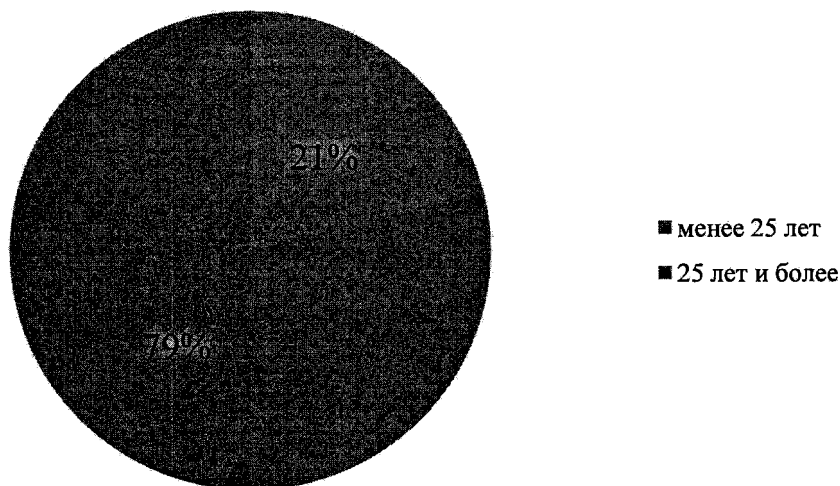


Рисунок 11 - Возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» на территории Воронежской области

Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования с номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» энергосистемы Воронежской области показал, что 86% трансформаторов общей мощностью 2617 МВА эксплуатируются сверх нормативного срока (25 лет). К 2021 году 20 из 24 существующих трансформаторов суммарной мощностью 2817 МВА, установленных на ПС 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, будут иметь сверхнормативный срок службы.

В таблице 1.2 приложения № 1 приведен перечень существующих подстанций по состоянию на 01.01.2016, которые эксплуатируются и обслуживаются на территории Воронежской области филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», с указанием технических параметров трансформаторного оборудования 110 кВ и выше, года ввода в эксплуатацию и срока службы трансформаторного оборудования.

На рисунке 12 приведена возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго». Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования показал, что 73 % (139 единиц) трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», эксплуатируются более 25 лет. Их суммарная мощность составляет 2342 МВА. На ПС 110 кВ № 11 Краснолесное, ПС 110 кВ № 14 Западная, ПС 110 кВ № 15 Семилуки, ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная, ПС 110 кВ № 21 Восточная, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Острогжск-районная и ПС 110 кВ Коротояк эксплуатируются

трансформаторы, срок эксплуатации которых превышает 50 лет. К 2021 году доля трансформаторов, выработавших нормативный срок 25 лет, составит 80 %.

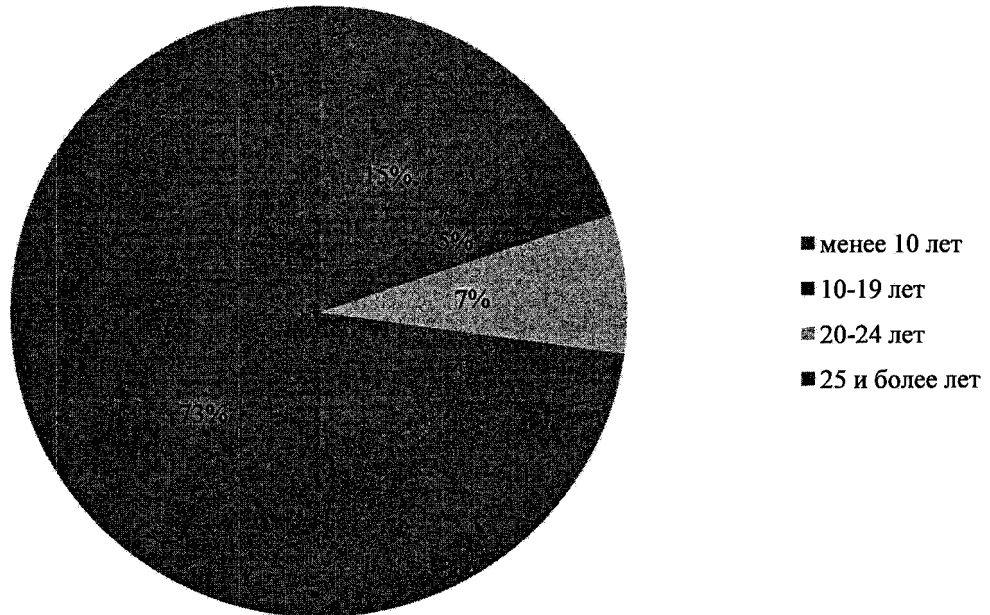


Рисунок 12 - Возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2016

В таблице 1.3 приложения № 1 приведен перечень ЛЭП 220 кВ и выше по состоянию на 01.01.2016, эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС». Возрастная структура ЛЭП филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» изображена на рисунке 13.

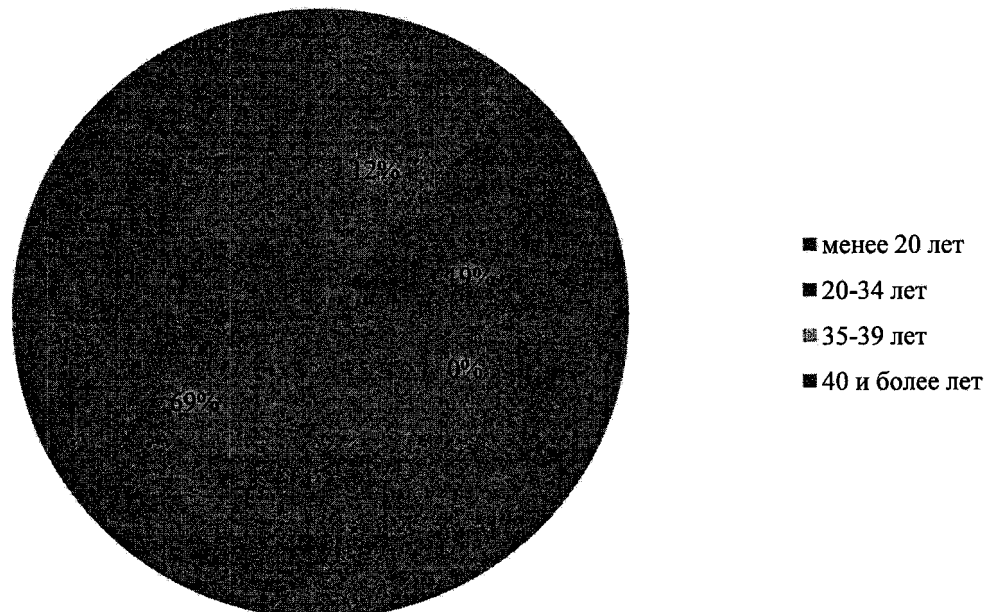


Рисунок 13 - Возрастная структура ЛЭП 220 кВ и выше ЛЭП филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» Воронежской энергосистемы по состоянию на 01.01.2016

Анализ возрастной структуры ЛЭП 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» показал, что срок эксплуатации около 69 % линий составляет более 40 лет. К 2021 году срок эксплуатации около 77 % существующих ЛЭП 220 кВ и выше Воронежской энергосистемы превысит 40 лет.

В таблице 1.4 приложения № 1 приведен перечень ЛЭП 110 кВ по состоянию на 01.01.2016, эксплуатируемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» изображена на рисунке 14.

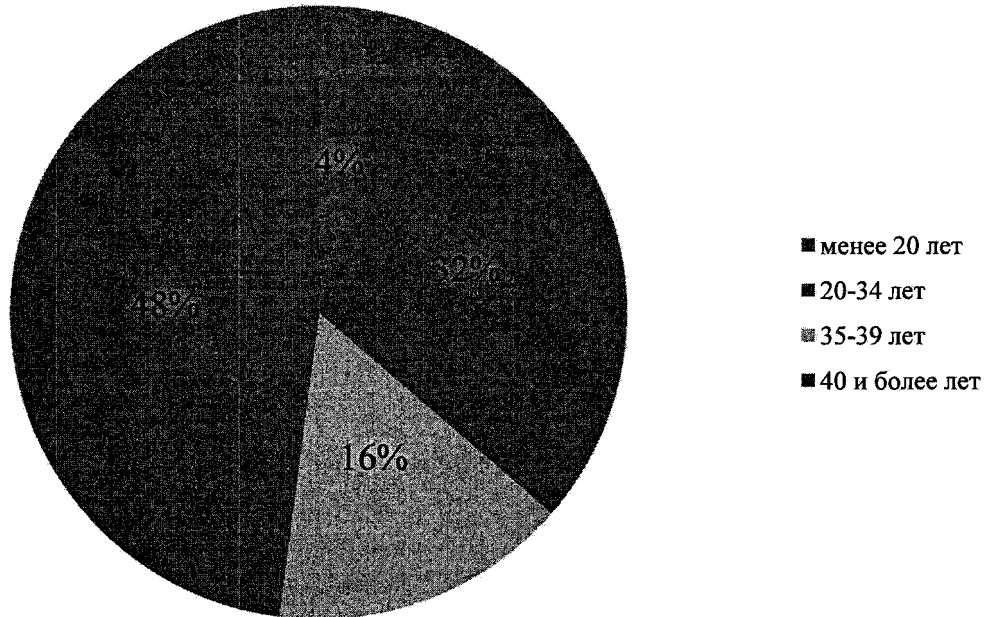


Рисунок 14 - Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» Воронежской энергосистемы по состоянию на 01.01.2016

Анализ возрастной структуры ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» показал, что срок эксплуатации около 48 % линий составляет более 40 лет. К 2021 году срок эксплуатации около 64 % существующих ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» Воронежской энергосистемы превысит 40 лет.

В таблице 1.5 приложения № 1 приведен перечень существующих потребительских подстанций (включая подстанции ОАО «РЖД») на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2016.

В таблице 1.6 приложения № 1 приведен перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2016.

В таблице 26 приведена информация о строящихся электросетевых объектах в энергосистеме Воронежской области по состоянию на 01.01.2016.

Таблица 26 - Перечень строящихся электросетевых объектов в энергосистеме Воронежской области по состоянию на 01.01.2016

Принадлежность инвестиционной программы	Наименование объекта	Параметры оборудования	Год начала строительства	Год окончания строительства
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС 2 – Бутурлиновка с ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км 125 МВА	2011	2018
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с монтажом 2 выключателей 110 кВ	2 выключателя	2013	2018
	Строительство КЛ 110 кВ ПС 220 кВ Бутурлиновка - ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 цепь 1,2	0,54 км 0,43 км	2013	2018
	ПС 35/10 кВ «Студенческая» (№13) с заменой трансформаторов 6,3 на 16 МВА с переводом на напряжение 110 кВ	2x16 МВА	2012	2016
	Строительство ПС 110/10/6 кВ «Спутник» с установкой трансформаторов 2x40 МВА	2x40 МВА	2015	2017
	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой силовых трансформаторов 2*6,3 МВА на 2*16 МВА	2x16 МВА	2013	2019

5.3. Техническое состояние и режимы работы внешних электрических связей Воронежской энергосистемы

Энергосистема Воронежской области граничит с энергосистемами Липецкой, Белгородской, Тамбовской, Волгоградской, Саратовской областей, а также Донбасской энергосистемой (ОЭС Украины).

Межсистемными связями энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Липецкой области являются следующие элементы:

- ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС;
- ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая;
- ВЛ 500 кВ Борино – Воронежская;
- ВЛ 220 кВ Липецкая – Пост-474-тяговая;
- ВЛ 220 кВ Липецкая – Грязи-Орловские-тяговая.

Межсистемными связями энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Белгородской области являются следующие элементы:

- ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол;

- ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин;
- ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная I цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-1);
- ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная II цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-2).

Межсистемной связью энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Тамбовской области является ВЛ 110 кВ Народное – Шпикуловская (ВЛ 110 кВ Шпикуловская-1).

Межсистемными связями энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Волгоградской области являются следующие элементы:

- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-2);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – НПС-7 с отпайками на ПС Новохоперск (ВЛ 110 кВ Балашовская – НПС-7);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево-тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево);
- ВЛ 110 кВ Манино – Искра.

Межсистемной связью энергосистемы Воронежской области с энергосистемой Саратовской области является ВЛ 110 кВ Байчурово-тяговая – Каменка (ВЛ 110 кВ Байчурово – Каменка).

Межсистемной связью энергосистемы Воронежской области с Донбасской энергосистемой являются следующие элементы:

- ВЛ 500 кВ Донская – Донбасская;
- ВЛ 110 кВ Придонская – Зориновка-тяговая с отпайкой на ПС Кантемировка.

На рисунке 15 представлена блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области.

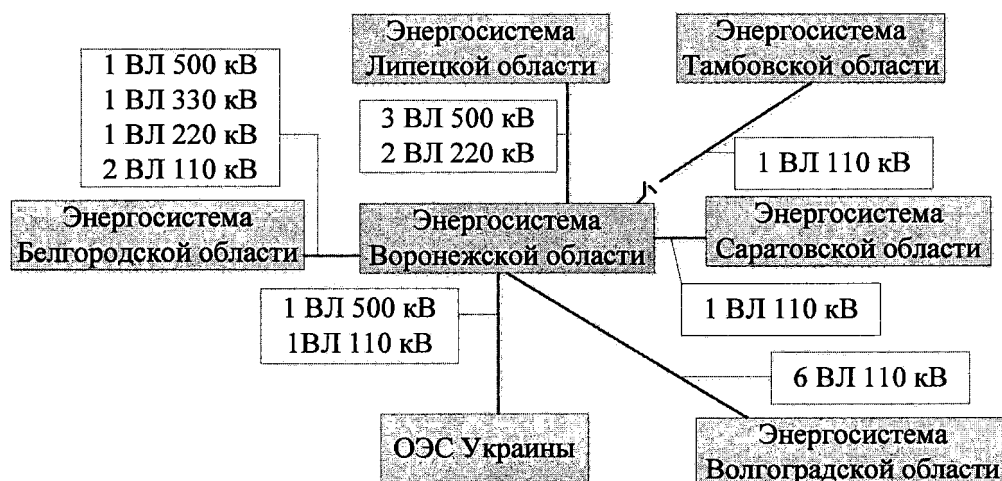


Рисунок 15 - Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области

Особенности режимов работы электрических связей Воронежской энергосистемы:

- ВЛ 110 кВ Манино – Искра нормально разомкнута со стороны ПС 110 кВ Манино по условиям работы РЗА. Возможно замыкание при аварийном отключении одного из ряда сетевых элементов, а также в ряде ремонтных схем;
- ВЛ 110 кВ Народное – Шпикуловская нормально разомкнута со стороны ПС 110 кВ Народное из-за несоответствия набора защит условиям параллельной работы. Возможно включение в ремонтных схемах в тупиковом режиме.

На рисунке 16 представлена отчетная динамика изменения электропотребления энергосистемы Воронежской области, а также прогноз электропотребления на 2017–2021 годы.

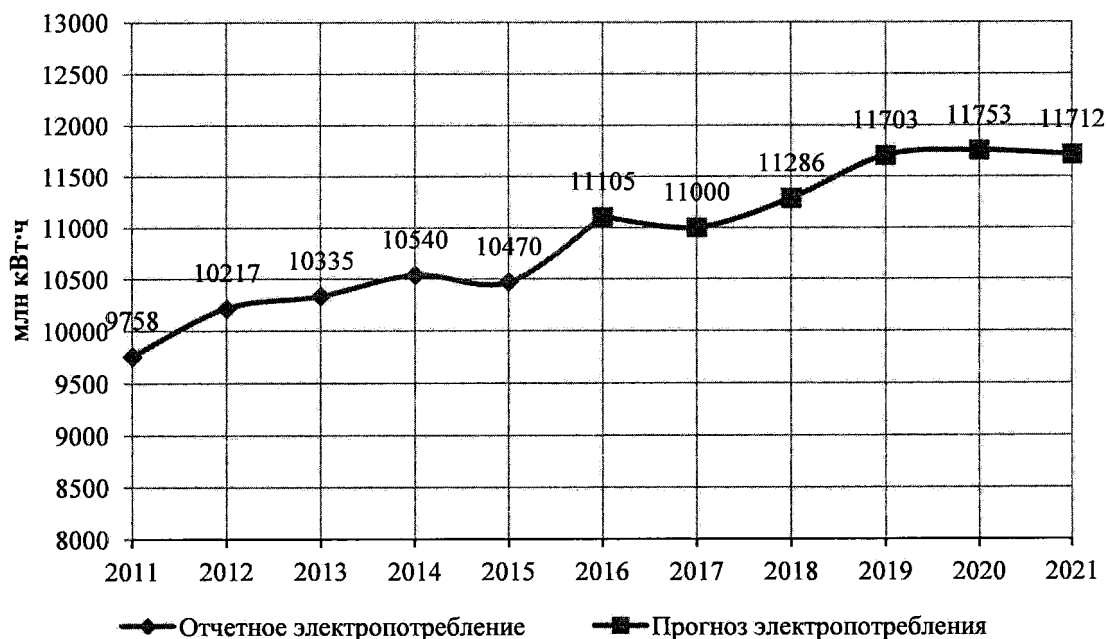


Рисунок 16 - Динамика изменения электропотребления энергосистемы Воронежской области, а также прогноз электропотребления на 2017–2021 годы

6.2. Прогноз максимума нагрузки на пятилетний период по территории Воронежской области

Прогноз максимума нагрузки на пятилетний период по территории Воронежской области с выделением наиболее крупных узлов нагрузки представлен в таблице 28.

Таблица 28 - Прогноз максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области на 2017–2021 годы

Мощность, МВт	Прогнозируемый период					
	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Прогноз максимума электрической нагрузки, в том числе:	1877	1863	1912	1983	1986	1984
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	87	87	87	87	87	87
АО «Воронежсинтезкаучук»	40	40	40	40	40	40
АО «Минудобрения»	70	70	70	70	70	70
ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ груп» Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	32	32	32	32	32	32

На рисунке 17 представлена отчетная динамика изменения максимумов нагрузки энергосистемы Воронежской области за 2011–2015 годы, а также прогноз изменения максимумов нагрузки на 2016 – 2021 годы.

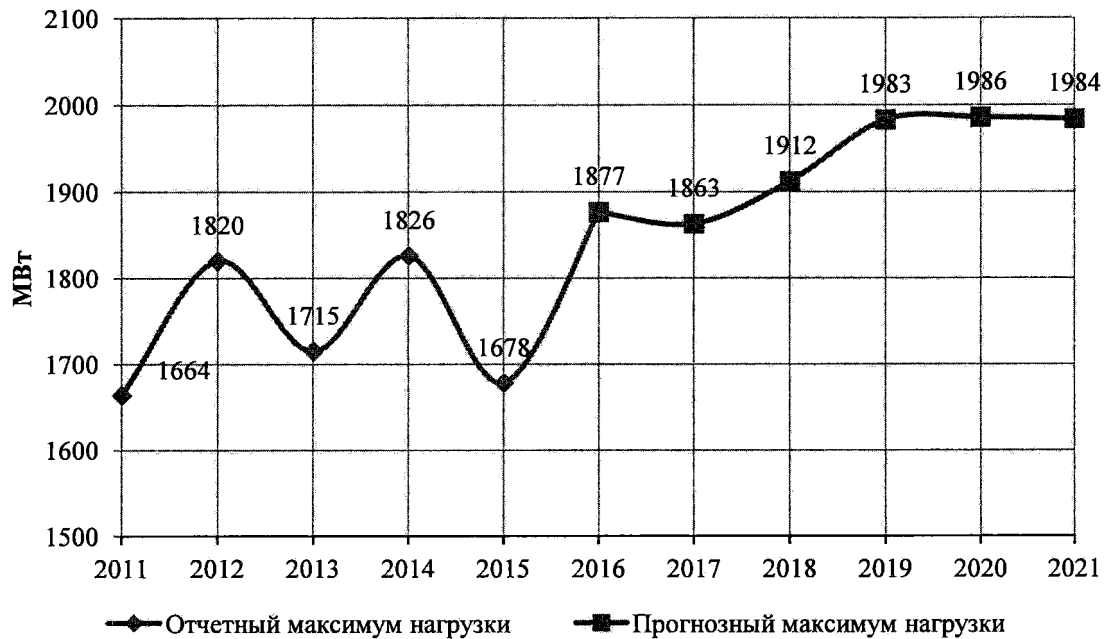


Рисунок 17 – Динамика изменения максимумов нагрузки энергосистемы Воронежской области

6.3. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям Воронежской энергосистемы

В таблице 29 представлен прогноз максимума нагрузки Воронежского, Южного и Восточного энергорайонов энергосистемы Воронежской области на 2017-2021 годы

Таблица 29 - Прогноз максимумов нагрузки энергорайонов энергосистемы Воронежской области на 2017–2021 годы, МВт

Энергорайон/год	2017	2018	2019	2020	2021
Воронежский энергорайон	1006	1005	1072	1074	1073
Южный энергорайон	501	500	505	506	505
Восточный энергорайон	199	198	198	199	198

6.4. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период

Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Воронежской области на период 2017–2021 годов представлен в таблице 30.

Таблица 30 - Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Воронежской области на период 2017–2021 годов, тыс. Гкал

Потребитель	Период, год					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
ПАО «ВАСО»	63,5	63,5	63,5	63,5	63,5	63,5
АО «Воронежсинтезкаучук»	1184,2	873,8	913,8	913,8	913,8	913,8
Воронежский ордена трудового Красного Знамени тепловозоремонтный завод	72	72	72	72	72	72

Потребитель	Период, год					
	2016	2017	2018	2019	2020	2021
имени Ф.Э. Дзержинского – филиал АО «Желдорремаш»						
ЗАО «Воронежский шинный завод»	173,3	185,1	202,0	202,0	202,0	202,0
ООО «Производственный комплекс КПД-2»	25	25	25	25	25	25
ОАО «Павловск Неруд»	33	33	33	33	33	33

Прогноз потребления тепловой энергии основными группами потребителей городского округа города Воронеж согласно утвержденной схеме теплоснабжения представлен в таблице 31.

Таблица 31 - Прогноз потребления тепловой энергии на период до 2030 года, тыс. Гкал

Категория потребления	Период, год				
	2016	2017	2018	2023	2029
Жилищный фонд	4340,5	4449,9	4559,2	5326,9	6242,0
в том числе:					
многоквартирный	3423,1	3512,9	3602,6	4216,1	4939,6
индивидуальный	917,	937,0	956,6	1110,9	1302,4
Промышленность	2317,0	2317,0	2317,0	2317,0	2317,0
Всего	6657,5	6766,8	6876,2	7643,9	8558,9

6.5. Выявление доли суммарного потребления тепловой энергии Воронежской области, которая может быть обеспечена за счет когенерации тепловой и электрической энергии

Наиболее крупные потребители тепловой энергии на территории Воронежской энергосистемы расположены в черте города Воронеж. Согласно градостроительному плану можно выделить шесть перспективных зон по потреблению тепловой и электрической энергии. На карте-схеме, представленной на рисунке 18, данные зоны обозначены римскими цифрами I-VI. Из них можно особо выделить зоны № II и III. В условиях преимущественно жилой застройки эти зоны характеризуются быстрыми темпами роста тепловой и электрической нагрузки, при этом пропускная способность электрических сетей в этих районах недостаточна для покрытия складывающегося дефицита мощности. Рекомендуется при проектировании схем теплоснабжения новых жилых районов в данных зонах предусматривать строительство когенерирующих установок.

Карта-схема магистральных тепловых сетей г.Воронежа

Легенда

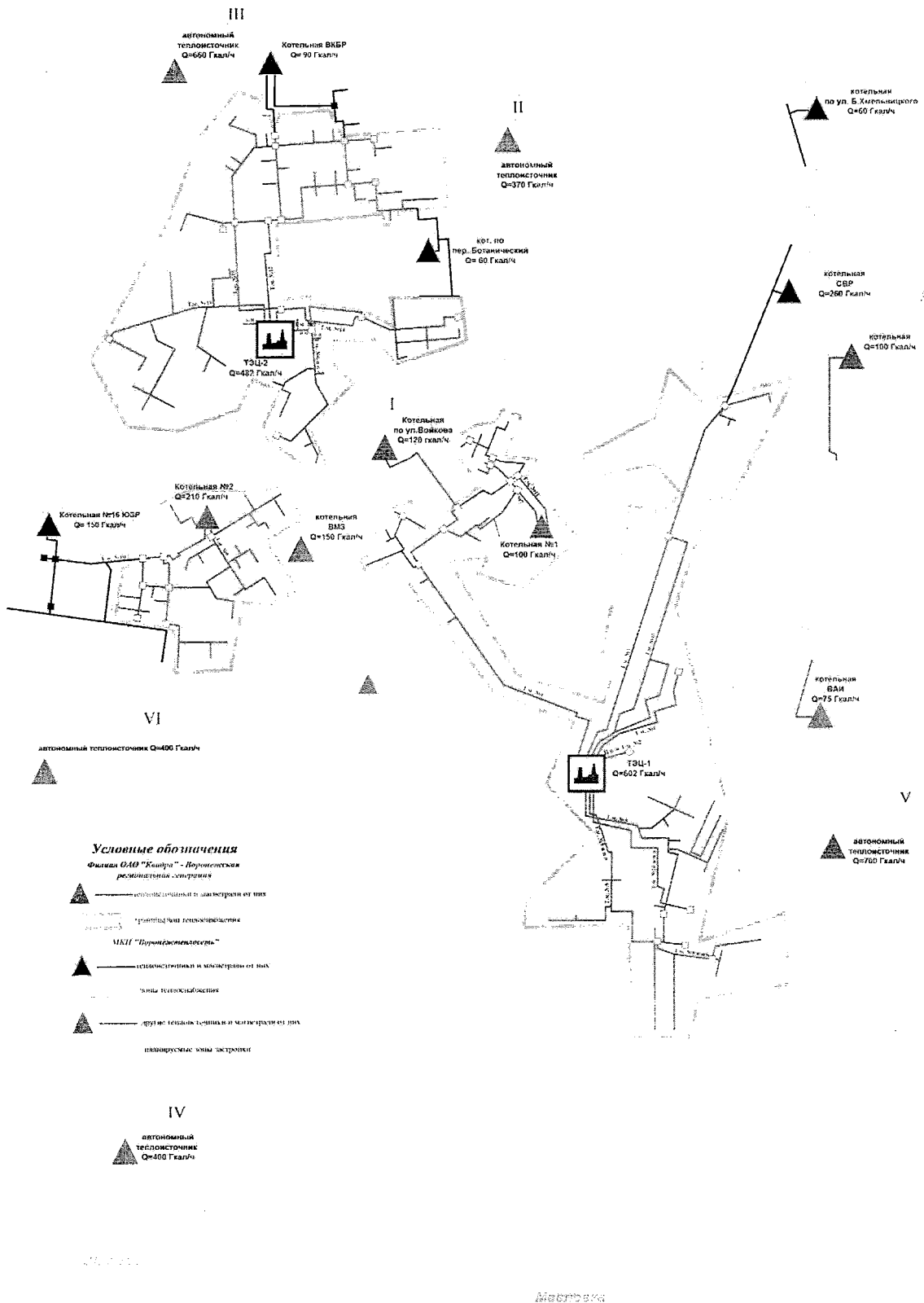


Рисунок 18 - Карта-схема магистральных тепловых сетей города Воронежа

6.6. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период

При формировании перспективных балансов электроэнергии Воронежской энергосистемы потребность в производстве электроэнергии определяется с учетом объемов электропотребления на территории энергосистемы и сальдо-перетоков с соседними энергосистемами.

Оценка балансовой ситуации энергосистемы Воронежской области на пятилетнюю перспективу приведена в таблицах 32 и 33.

Таблица 32 - Прогнозный баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области на 2017–2021 годы, млн кВт·ч

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребность (потребление электрической энергии)	11 105	11 000	11 286	11 703	11 753	11 712
Покрытие (производство электрической энергии)	17 547	19 041	24 536	29 573	30 616	29 952
в том числе:						
АЭС	16 371	16 970	22 560	27 610	28 690	28 042
ТЭС	1 176	2 071	1 976	1 963	1 926	1 910
Сальдо перетоков электрической энергии («+» дефицит, «-» профицит)	-6 442	-8 041	-13 250	-17 870	-18 863	-18 240

Таблица 33 - Прогнозный баланс мощности энергосистемы Воронежской области на 2017–2021 годы, МВт

Показатель	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
Потребность (собственный максимум)	1 877,0	1 863,0	1 912,0	1 983,0	1 986,0	1 984,0
Покрытие (установленная мощность)	2 847,4	3 070,4	4 265,8	4 265,8	4 265,8	4 265,8
в том числе:						
АЭС	2 612,4	2 612,4	3 807,8	3 807,8	3 807,8	3 807,8
ТЭС	235,0	458,0	458,0	458,0	458,0	458,0
Сальдо («+» дефицит, «-» профицит)	-970,4	-1 207,4	-2 353,8	-2 282,8	-2 279,8	-2 281,8

Прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Воронежской области на 2016–2021 годы складывается со значительным профицитом в связи с вводом 1 и 2 ВВЭР-1200 на Нововоронежской АЭС в 2016 и 2018 году соответственно.

6.7. Выполнение расчетов электрических режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на пятилетний период

В работе рассмотрены электрические режимы, возникающие при нормативных возмущениях в электрической сети 110 - 500 кВ энергосистемы Воронежской области в нормальной и ремонтных схемах. Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.

Расчеты электрических режимов энергосистемы Воронежской области проводились для периодов зимних максимальных, зимних минимальных, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок на период 2017 – 2021 годов. Расчетные периоды приняты согласно п. 5.32.4 методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.

В связи с тем, что в зимний период проведение плановых ремонтов оборудования системообразующей электрической сети 110 кВ и выше не осуществляется, послеаварийные режимы в ремонтных схемах в зимний период не рассматривались.

При выполнении расчетов электрических режимов Воронежской энергосистемы температура воздуха принята с учетом положений правил устройства электроустановок (ПУЭ), а также строительных норм и правил «Строительная климатология» СНиП 23-01-99. Согласно СНиП 23-01-99, максимальная среднемесячная температура воздуха Воронежской области в зимний период равна минус 6,2 °С, а средняя максимальная температура наиболее теплого месяца равна плюс 25,9 °С. Согласно п. 2.5.51 ПУЭ, температура воздуха для зимних периодов принята равной минус 5 °С, а для летних периодов - плюс 25 °С.

При формировании расчетных моделей в качестве исходных данных учитывались следующие мероприятия по строительству/реконструкции объектов в энергосистеме Воронежской области:

- мероприятия в электрической сети 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, предусмотренные схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2016–2022 годы (далее – СиПР ЕЭС России на 2016–2022 годы);
- мероприятия Инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» (в части объектов на этапе строительства);
- мероприятия в рамках заключенных договоров на технологическое присоединения новых энергопринимающих устройств по данным от филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» и филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». Согласованные филиалом АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ ТУ на ТП более 5 МВт.

Перечень учтенных мероприятий представлен в таблице 34.

Таблица 34 - Перечень учтенных мероприятий на перспективу (2017–2021 годы)

№ п/п	Наименование мероприятия	Основание для ввода в качестве исходных данных	Год ввода, принимаемый в качестве исходных данных	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (км), ПС (МВА)	Основное назначение объекта
1	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Бутурлиновка с ПС 220 кВ Бутурлиновка	Проект СиПР ЕЭС России на 2016–2022 гг.	2018	120,3 км, 125 МВА	Обеспечение выдачи мощности блока №2 Нововоронежской АЭС-2
2	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с монтажом 2 выключателей 110 кВ	ИП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» на 2015–2020 гг. (Этап СМР)	2018	-	
3	Строительство КЛ 110 кВ ПС 220 кВ Бутурлиновка - ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 цепь 1,2	ИП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» на 2015–2020 гг. (Этап СМР)	2018	0,54 км 0,43 км	
4	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол	Проект СиПР ЕЭС России на 2016–2022 гг.	2018	92 км	
5	ПС 220 кВ Латная, замена АТ-2	Проект СиПР ЕЭС России на 2016–2022 гг.	2017	200 МВА	Реновация основных фондов
6	Реконструкция ПС 220 кВ Пост-474-тяговая с установкой Т2	Проект СиПР ЕЭС России на 2016–2022 гг.	2017	40 МВА	
7	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ-110-5,6 и ВЛ-110-23,24	ИП филиала ПАО «Квадра» – «Воронежская	2017	-	СВМ 10 ПГУ Воронежской ТЭЦ-1

№ п/п	Наименование мероприятия	Основание для ввода в качестве исходных данных	Год ввода, принимаемый в качестве исходных данных	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (км), ПС (МВА)	Основное назначение объекта
		генерация»			
8	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ №31 Воля с установкой 10 линейных ячеек и перезавод ВЛ-110-35,36,45,46	Заключенный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	4x1 км 3x0,15 км	Присоединение новых потребителей. Имеются согласованные филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «МРСК Центра» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.04.2012 с изменениями от 02.10.2015 в части реконструкции ПС 35 кВ Усмань-2 и ее переводом на класс напряжения 110 кВ (ПС 110 кВ Радуга)
9	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	ИП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» на 2015–2020 гг. (этап СМР). Заключенный договор ТП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»	2017	2x40 МВА, 4x0,1 км	Присоединение новых потребителей. Имеются согласованные филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» энергопринимающих устройств ООО «Выбор» от 28.12.2015 и МУП «Воронежская горэлектросеть»
10	Ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Курская. 1-й этап: строительство ПС 110 кВ Курская. 2-й этап: строительство отпайки 110 кВ от ВЛ 110 кВ Латная – ДСК №8 с отпайкой на ПС Семилуки (временно).	Заключенный договор ТП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»	1-й этап: 2015 2-й этап: 2016 3-й и 4-й	1-й этап: 2x10 МВА. 3-й и 4-й этапы: 2 ячейки 110 кВ 2x7,8 км	Присоединение новых потребителей. Имеются ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» энергопринимающих устройств ОАО

№ п/п	Наименование мероприятия	Основание для ввода в качестве исходных данных	Год ввода, принимаемый в качестве исходных данных	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (км), ПС (МВА)	Основное назначение объекта
	3-й и 4-й: установка 2 (двух) новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Латная и строительство двухцепной ВЛ от ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Латная до новой ПС 110 кВ Курская		этапы: 2018		«Воронежмясопром» от 02.10.2014 с изменениями от 25.01.2016. А также с учетом изменений от 24.12.2015 в ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «МРСК Центра» (ПС 110 кВ Курская) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
11	Строительство ПС 110 кВ Озерки со строительством ВЛ 110 кВ Кировская – Озерки №1,2. Установка 2 (двух) новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Кировская	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС»	2017⁸	3x16 МВА 2x1 км 2 ячейки 110 кВ	Присоединение новых потребителей. Имеются согласованные ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «Каскадэнерго» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 01.12.2015
12	Строительство ПС 110 кВ Родина со строительством КВЛ 110 кВ Латная – Родина. Установка новой ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Латная	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС»	2017	1x25 МВА, 5,1 км, 1 ячейка 110 кВ	Присоединение новых потребителей. Имеются согласованные ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Родина» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 01.07.2015
13	Строительство ПС 110 кВ Парковая со строительством КВЛ 110 кВ Южная – Парковая №1,2. Установка 2 (двух) новых ячеек 110 кВ на	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС»	2016	2x63 МВА, 2x1,1 км 2x3,1 км	Присоединение новых потребителей. Имеются согласованные АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра ТУ на ТП

⁸ Срок реализации мероприятий на ПС 220 кВ Кировская для технологического присоединения ПС 110 кВ Озерки определен на основании заявки на ТП и, соответственно, результата расчета электрических режимов, при этом он может быть скорректирован в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

№ п/п	Наименование мероприятия	Основание для ввода в качестве исходных данных	Год ввода, принимаемый в качестве исходных данных	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (км), ПС (МВА)	Основное назначение объекта
	ПС 220 кВ Южная			2 ячейки 110 кВ	энергопринимающих устройств департамента строительной политики Воронежской области к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 19.12.2012 с изменениями от 18.04.2014
14	ПС 35/10 кВ «Студенческая» (№ 13) с заменой трансформаторов 6,3 на 16 МВА с переводом на напряжение 110 кВ	ИП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» на 2015–2020 гг. (этап СМР)	2016	2x16 МВА	ТП новых энергопринимающих устройств
15	Строительство ПС 110 кВ Отрадное со строительством отпаек от ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №45,46	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС	2017	2x16 МВА, 2x1 км	Присоединение новых потребителей (ООО «Метака», ООО «Технопласт-М», ОАО «Воронежбытстрой»). Имеются согласованные ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Центра ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «МРСК Центра» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 04.08.2015

Поузловые прогнозы потребления, используемые при проведении расчетов электроэнергетических режимов, сформированы с учетом эффекта совмещения максимума потребления электрической мощности различных потребителей и вероятности набора заявленной максимальной мощности новых потребителей. При формировании коэффициентов совмещения/вероятности учтен конкретный состав и характер потребителей (структура потребления) в узлах нагрузки, их режимы работы, планы по развитию и технологическому присоединению с учетом степени их обоснованности.

Расчеты электрических режимов энергосистемы Воронежской области проводились с использованием программного комплекса «RastrWin».

6.7.1. Расчет перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети

Проведенные расчеты выявили токовые перегрузки линий 110 кВ. Максимальные значения токовой загрузки перегружающихся электросетевых элементов в процентах от длительно допустимых значений при нормативных возмущениях в нормальной схеме приведены в таблице 35.

6.7.2. Расчет перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети

Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети производился с учетом предложенных мероприятий, рекомендуемых к реализации по результатам анализа перспективных режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной схеме (подраздел 6.8.1).

Проведенные расчеты выявили перегрузки линий 110 кВ, а также недопустимое снижение уровней напряжения. Максимальные значения токовой загрузки перегружающихся электросетевых элементов в процентах от длительно допустимых значений при нормативных возмущениях в ремонтной схеме приведены в таблице 36. Минимальные значения уровней напряжения при нормативных возмущениях в ремонтной схеме представлены в таблице 37.

Таблица 35 - Максимальные значения загрузки электросетевых элементов, перегрузка которых наблюдается в 2017–2021 годах при нормативных возмущениях в нормальной схеме, в % от $I_{ддтн}$

Наименование перегружаемого электросетевого элемента	АО электросетевого элемента	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год		Максимальная нагрузка
		зима макс.	зима мин.	зима макс.	зима мин.	зима макс.	зима мин.	зима макс.	зима мин.	зима макс.	зима мин.	
ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26) (участок отпайки на Коминтерновскую-Подгорное)	ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25)	110	102	122	112	118	111	119	111	119	111	122
	ПС №30 Подгорное: 2 сек. 110 кВ	105	<100	116	103	113	102	113	102	113	102	116
ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25) (участок отпайки на Коминтерновскую-Подгорное)	ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)	111	102	122	112	119	111	119	111	119	111	122
	ПС №30 Подгорное: 1 сек. 110 кВ	105	<100	115	103	113	102	113	102	112	102	115

Таблица 36 - Максимальные значения загрузки электросетевых элементов, перегрузка которых наблюдается в 2017–2021 годах при нормативных возмущениях в ремонтной схеме, в % от $I_{дтн}$

Наименование перегружаемого электросетевого элемента	Ремонт электросетевого элемента	АО электросетевого элемента	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
			Лето макс.	Лето мин.	Лето макс.	Лето мин.	Лето макс.	Лето мин.	Лето макс.	Лето мин.	Лето макс.	Лето мин.
ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25) (участок отпайки на Коминтерновскую-Подгорное)	ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	105	102	128	127	127	126	127	126	127	126
ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26) (участок отпайки на Коминтерновскую-Подгорное)	ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	104	102	127	127	127	126	127	126	127	126
ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28) (участок Подгорное-Подгорное-2)	ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №27 с отпайками (ВЛ-110-27)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	<100	<100	118	127	118	127	118	126	118	127
	ВЛ 500 кВ Балашовская-Липецкая Западная с отпайки на НВАЭС	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	<100	<100	<100	106	<100	107	<100	106	<100	106
ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №27 с отпайками (ВЛ -110-27) (участок Подгорное-Подгорное-2)	ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	<100	<100	118	127	118	127	118	126	118	127
	ВЛ 500 кВ Балашовская-Липецкая Западная с отпайки на НВАЭС	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-Воронежская	<100	<100	<100	107	<100	107	<100	106	<100	106

Таблица 37 - Минимальные значения уровней напряжения в 2017–2021 годах при нормативных возмущениях в ремонтной схеме, кВ

Секция (СШ) ПС	Ремонт электросетевого элемента	АО электросетевого элемента	2017	2018	2019	2020	2021
			год	год	год	год	год
			Лето макс.	Лето макс.	Лето макс.	Лето макс.	Лето макс.
Филиппенково: 110 кВ	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2-Калач-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2-Калач-2)	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2-Бутурлиновка-1	88	90	88	88	88
Бутурлиновка-1: 110 кВ			88	90	87	87	87
Воробьевка: 2 сек. 110 кВ			89	91	89	89	89
Солонцы: 2 сек. 110 кВ			89	91	89	89	89
Солонцы: 1 сек. 110 кВ			89	91	89	89	89
Воробьевка: 1 сек. 110 кВ			89	91	89	89	89
Опорная: 1 СШ 110 кВ	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон-Казинка	ВЛ 110 кВ Новая Калитва-Опорная с отпайкой на ПС Дерезовка (ВЛ 110 кВ Новая Калитва-Опорная)	91	>93	>93	>93	>93
Опорная: 2 СШ 110 кВ			91	>93	>93	>93	>93
Богучар: 2 сек. 110 кВ			91	>93	>93	>93	>93
с-з Радченский: 1 сек. 110 кВ			91	>93	>93	>93	>93
Богучар: 1 сек. 110 кВ			91	>93	>93	>93	>93
Осетровка: 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Бутурлиновка-1: 110 кВ	ВЛ 110 кВ Бобров-Бутурлиновка-2 №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1)	ВЛ 110 кВ Бобров-Бутурлиновка-2 №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2)	92	>93	>93	>93	>93
Филиппенково: 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Докучаево: 1 сек. 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Бутурлиновка-2: 2 сек. 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Докучаево: 2 сек. 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Бутурлиновка-2: 1 сек. 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Солонцы: 1 сек. 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Воробьевка: 1 сек. 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Солонцы: 2 сек. 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Воробьевка: 2 сек. 110 кВ			92	>93	>93	>93	>93
Воробьевка: 2 сек. 110 кВ			93	>93	>93	>93	>93

6.8. Определение и составление на основании балансовых и электрических расчетов перечня схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

6.8.1. Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной схеме электрической сети

Воронежский энергорайон.

ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25) и ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)

Токовые перегрузки ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 25(26) с отпайками (ВЛ-110-25(26)) выявлены в периоды зимних максимальных и минимальных нагрузок на этапе 2017–2021 годов при аварийном отключении одного из следующих элементов в нормальной схеме:

- ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 26(25) с отпайками (ВЛ-110-26(25));
- 1(2) сек. 110 кВ ПС 110 кВ № 30 Подгорное.

Выявленная перегрузка является недопустимой для рассматриваемых ВЛ. Для предотвращения превышения ДДТН при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме 2017–2021 годов рекомендуется выполнить замену ВЧЗ ф. «Б» ВЛ-110-25, ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-25 и ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-26 с номинальным током 600 А на ВЧЗ с номинальным током не менее 800 А. Реализация данных мероприятий позволит исключить токовые перегрузки рассматриваемых ВЛ 110 кВ при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме.

6.8.2. Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети

Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в ремонтной схеме электрической сети производился с учетом предложенных выше мероприятий, рекомендуемых к реализации по результатам анализа перспективных режимов сети 110 кВ и выше при нормативных возмущениях в нормальной схеме, а именно замена ВЧЗ ф. «Б» ВЛ-110-25, ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-25 и ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-26 с номинальным током 600 А на ВЧЗ с номинальным током не менее 800 А.

С учетом предложенных мероприятий анализ расчетов электрических режимов показал, что предлагаемая к реализации электрическая сеть полностью удовлетворяет надежности электроснабжения потребителей Воронежской области. При этом, существует ряд энергорайонов (энергоузлов) на территории энергосистемы Воронежской области, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений. Выполнение схемно-режимных мероприятий в рамках подготовки ремонтных схем предотвращает токовые перегрузки сетевых элементов и недопустимое снижение уровней напряжения. Дополнительных устройств ПА не требуется.

Воронежский энергорайон

ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25) и ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)

Токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №25(26) с отпайками (ВЛ-110-25(26)) выявлена в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок 2017–2021 годов при отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС–Воронежская и ВЛ 110 кВ Латная-Подгорное № 26(25) с отпайками (ВЛ-110-26(25)).

Выявленная перегрузка является недопустимой для рассматриваемых ВЛ. Для предотвращения превышения ДДТН при совпадении аварийного отключения одного из элементов сети с плановым ремонтом другого на период 2017–2021 годов рекомендуется:

- при отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская произвести деление сети 110 кВ в части размыкания транзита 110 кВ Латная – Подгорная – СХИ – Отрожка посредством отключения ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №27 с отпайками (ВЛ -110-27) и ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ -110-28) на ПС 110 кВ № 9 СХИ;
- при отключении ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №26(25) с отпайками (ВЛ-110-26(25)) произвести деление сети 110 кВ в части размыкания транзита 110 кВ Латная – Подгорная – СХИ – Отрожка посредством отключения ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №25(26) с отпайками (ВЛ-110-25(26)) на ПС 110 кВ №30 Подгорное.

Дополнительных токовых перегрузок при единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах при этом не возникает.

ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27 с отпайками (ВЛ-110-27) и ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28)

Токовая перегрузка ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27(28) с отпайками (ВЛ-110-27(28)) выявлена в режимах летних максимальных и минимальных нагрузок 2017–2021 годов при отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС–Воронежская и одного из следующих элементов сети:

- ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 28(27) с отпайками (ВЛ-110-28(27));
- ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС.

Выявленная перегрузка является недопустимой для рассматриваемых ВЛ. Для предотвращения превышения ДДТН совпадение аварийного отключения одного из элементов сети с плановым ремонтом другого на период 2017–2021 годов необходимо:

- при отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС–Воронежская или ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС произвести деление сети 110 кВ в части размыкания транзита 110 кВ Латная – Подгорная – СХИ – Отрожка посредством отключения ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №27 с отпайками (ВЛ -110-27) и ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №28 с отпайками (ВЛ -110-28) на ПС 110 кВ № 9 СХИ;
- при отключении ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 28(27) с отпайками (ВЛ-110-28(27)) произвести деление сети 110 кВ в части размыкания транзита 110 кВ Латная – Подгорная – СХИ – Отрожка посредством отключения ВЛ 110 кВ

Подгорное – СХИ № 27(28) с отпайками (ВЛ-110-27(28)) на ПС 110 кВ № 30 Подгорное.

Дополнительных токовых перегрузок при единичных нормативных возмущениях в ремонтных схемах при этом не возникает.

Южный энергорайон

Недопустимое снижение напряжения в Бутурлиновском энергоузле

Недопустимое снижение уровней напряжения в сети 110 кВ Бутурлиновского энергоузла было выявлено в период летних максимальных нагрузок при совпадении аварийного отключения одного из элементов сети с плановым ремонтом другого:

- ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Калач-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Калач-2) и ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Бутурлиновка-1 на этапе 2017–2021 годов;
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1) и ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2) на этапе 2017 года.

Для предотвращения снижения уровней напряжения в Бутурлиновском энергоузле необходимо включить в транзит ВЛ 110 кВ Манино – Искра при отключении одного из сетевых элементов:

- ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Калач-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Калач-2);
- ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Бутурлиновка-1;
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1);
- ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2).

Реализация данного мероприятия позволяет исключить недопустимое снижение уровней напряжения в Бутурлиновском энергоузле. Дополнительных токовых перегрузок при единичных нормативных возмущениях в указанных ремонтных схемах при этом не возникает.

Недопустимое снижение напряжения в районе ПС 110 кВ Опорная

Недопустимое снижение уровней напряжения в сети 110 кВ в районе ПС 110 кВ Опорная было выявлено в период летних максимальных нагрузок 2017 года при отключении ВЛ 110 кВ Верхний Мамон-Казинка и ВЛ 110 кВ Новая Калитва-Опорная с отпайкой на ПС Дерезовка (ВЛ 110 кВ Новая Калитва-Опорная) с максимальным снижением напряжения на секциях 110 кВ ПС 110 кВ Опорная и Богучар до 91 кВ.

Для предотвращения недопустимого снижения уровней напряжения в районе ПС 110 кВ Опорная необходимо включить в транзит ВЛ 110 кВ Манино – Искра при отключении одного из сетевых элементов:

- ВЛ 110 кВ Верхний Мамон-Казинка;
- ВЛ 110 кВ Новая Калитва-Опорная с отпайкой на ПС Дерезовка (ВЛ 110 кВ Новая Калитва-Опорная).

Реализация данного мероприятия позволяет исключить недопустимое снижение уровней напряжения в районе ПС 110 кВ Опорная. Дополнительных токовых перегрузок при единичных нормативных возмущениях в указанных ремонтных схемах при этом не возникает.

6.8.3. Анализ загрузки ЦП 110 кВ и выше с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров ТП

В таблице 38 представлена информация о загрузке центров питания 110 кВ и выше, на которых прогнозируются недопустимые перегрузки при единичных отключениях в сети, на основании данных контрольных замеров нагрузок в зимний период 2015 года, а также данных о приростах мощности и перспективной загрузке центров питания 110 кВ и выше на рассматриваемый период 2016–2021 годов.

На основании анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров ТП (таблица 38) имеются следующие схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

ПС 110 кВ Рамонь-2 и ПС 35 кВ Новоживотинное

На основании суточной ведомости от 16.12.2015 токовая нагрузка Т-2 ПС 110 кВ Рамонь-2 при аварийном отключении Т-1 составляет 122 % от $I_{ном}$, а с учетом прироста нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП токовая нагрузка составит 167 % от $I_{ном}$. На основании предоставленного анализа загрузки ПС 110 кВ Рамонь-2 рекомендуется реконструкция подстанции с заменой Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА, при этом токовая нагрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит 108 % от $I_{ном}$.

На основании анализа загрузки ПС 35 кВ Новоживотинное с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП токовая нагрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит в 2017 году 149 % от $I_{ном}$.

С учетом социально-экономического развития Рамонского района в части строительства жилищного сектора малоэтажной застройки и производственного сектора реконструкция ПС 35 кВ Новоживотинное с заменой трансформаторов на трансформаторы большей мощности ограничит новые ТП к данной ПС в силу невозможности ТП к ПС 110 кВ Рамонь-2. Следовательно, рекомендуется перевод ПС 35 кВ Новоживотинное на класс напряжения 110 кВ с установкой силовых трансформаторов 2x25 МВА. При этом, в связи разукрупнением ВЛ-110-35,36 в 2017 году, а также в силу наличия на ПС Новоживотинное потребителей 2 категории надежности (ООО «СП Дон», ООО «Эко-продукт», ОАО «Куриное царство») питание ПС 110 кВ Новоживотинное рекомендуется производить отпайками от ВЛ-110-47,48 (2x25 км) с сечением провода не менее 95 мм². Производить питание ПС 110 кВ Новоживотинное от ПС 110 кВ Студенческая не рекомендуется в силу существенной загрузки транзита 110 кВ Латная – № 30 Подгорное – № 9 СХИ – № 37 Отрожка – Воронежская при нормативных возмущениях в нормальной схеме и сложности подготовки ремонтных схем для предотвращения токовых перегрузок ВЛ данного транзита при нормативных возмущениях в ремонтных схемах.

Предложенные мероприятия дают возможность для новых ТП энергопринимающих устройств к ПС 110 кВ Рамонь-2 и ПС 110 кВ Новоживотинное.

Указанное мероприятие по замене Т-2 на ПС 110 кВ Рамонь-2 имеется в выданных филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» ТУ на ТП энергопринимающих

устройств ООО «НМК Финанс» максимальной мощностью 130 кВт и СНТ «Роща» максимальной мощностью 320 кВт (увеличение существующей мощности 300 кВт до величины 620 кВт).

По данным ИП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» на 2015–2020 годы планируется перевозка трансформатора мощностью 25 МВА на ПС 110 кВ Рамонь- 2 с ПС 110 кВ Анна-2 в 2016 году. Анализ загрузки ПС 110 кВ Анна-2 с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП допускает установку на ней трансформатора 16 МВА посредством перевозки с ПС 110 кВ Рамонь-2.

Мероприятие по реконструкции ПС 35 кВ Новоживотинное с переводом ее на класс напряжения 110 кВ с установкой силовых трансформаторов 2х25 МВА также имеется в выданных филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Донская энергосетевая компания» с максимальной мощностью 2,55 МВт и энергопринимающих устройств ИП «Григорьева В.А» с максимальной мощностью 30 кВт.

ПС 110 кВ № 2

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ №2 с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП токовая загрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит в 2017 году 116 % от Ином. При этом рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ № 2 с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВА на 2х40 МВА, что также является мероприятием выданных филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» ТУ на ТП энергопринимающих устройств ЗАО «Воронеж-Дом» и МУП «Воронежская горэлэгротсеть».

Однако, на основании анализа загрузки ПС 110 кВ № 2 с учетом приростов нагрузки в рамках заявок на ТП токовая загрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит в 2017 году 192% от Ином. При этом рекомендуется произвести реконструкцию ПС 110 кВ № 2 с заменой силовых трансформаторов 2х25 МВА на 2х63 МВА.

ПС 110 кВ №31 Воля

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ №31 Воля с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП токовая загрузка Т-1 при аварийном отключении Т-2 составит в 2018 году 158 % от Ином.

В согласованных филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «МРСК Центра» (ПС 110 кВ №31 Воля) к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 16.07.2013 имеются мероприятия по реконструкции ПС 110 кВ №31 Воля с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на 25 МВА в 2017 году.

ПС 110 кВ Опорная

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ Опорная с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП токовая загрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит в 2017 году 116 % от Ином.

Рекомендуется реконструкция в 2017 году ПС 110 кВ Опорная с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 6,3 МВА на 16 МВА.

Предложенное мероприятие имеется также в согласованных филиалом АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра ТУ на ТП энергопринимающих устройств ПАО «МРСК Центра» (ООО «Томат») к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС».

ПС 110 кВ Бутурлиновка-1

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП токовая нагрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит в 2019 году 106 % от Ином.

В выданных филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «Бутурлиновская электросетевая компания» максимальной мощностью 2 МВт имеется мероприятие по реконструкции ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1 и Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА.

Таблица 38- Загрузка ЦП 110 кВ и выше с учетом прироста нагрузки в рамках заключенных договоров ТП

№ п/п	ПС	№ трансформатора	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Мощность, перераспределяемая в соответствии с ПТЭ, МВА	Мощность ПС с учетом АО одного наиболее мощного Т, МВА	Максимум нагрузки в день контрольного замера 16.12.2015, МВА	Прирост мощности по ПС в рамках заключенных договоров ТП, МВА						Перспективная нагрузка ПС, МВА					
							2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	ПС 110 кВ Рамонь-2	№1	25	0,1	16,9	19,6	0,94	5,81	0	0	0	0	20,61	26,86	26,86	26,86	26,86	
		№2	16															
2	ПС 35 кВ Новоживотинное	№1	6,3	0	6,6	5,5	0,94	3,26	0	0	0	0	6,37	9,41	9,41	9,41	9,41	9,41
		№2	6,3															
3	ПС 110 кВ Анна-2	№1	25	3,75	30	5,83	0	0	0	0	0	0	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
4	ПС 110 кВ №2 ⁹	№1	25	0	26,25	19,64	3	5,85	0	1,9	0	0	22,87	29,16	29,16	31,2	31,2	31,2
		№2	25															
5	ПС 110 кВ №2 ¹⁰	№1	25	0	26,25	19,64	3	23,6	0	1,9	0	0	22,87	48,24	48,24	50,29	50,29	50,29
		№2	25															
6	ПС 110 кВ №31 Воля	№1	16	2,7	19,5	21,31	(1-5,7)	2	9	0	0	0	16,26	18,41	28,08	28,08	28,08	28,08
		№2	25															
7	ПС 110 кВ Опорная	№1	6.3	1,5	8,11	2,37	3	3	3,8	0	0	0	5,60	8,82	12,91	12,91	12,91	12,91
		№2	6.3															
8	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	№1	16	1,2	18	14,74	0	0	0	2	0	0	14,74	14,74	14,74	16,89	16,89	16,89
		№2	16															

⁹ Учитывались приросты нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП.¹⁰ Учитывались приросты нагрузки в рамках заключенных договоров и заявок на ТП.¹¹ По данным контрольного замера 17.12.2014.

6.8.4. Строительство ПС 110 кВ Хохол-Районная с ВЛ 110 кВ Латная – Хохол-Районная № 1,2 и перезаводом ВЛ 35 кВ Хохольского района

Согласно данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» имеет место большая протяженность ВЛ-35 кВ Семилукско-Хохольского узла (пригород города Воронежа), что вызывает частые отключения ВЛ и повреждения электрооборудования, связанные с замыканиями на землю. Суммарная протяженность ВЛ 35 кВ, питающих семь ПС 35 кВ, при создании ремонтной схемы с выводом в ремонт 1 секции 35 кВ ПС 110 кВ Краснолипые, составляет 139 км, что снижает надежность электроснабжения потребителей Семилукского и Хохольского районов Воронежской области.

Достаточных оснований для сооружения ПС 110 кВ Хохол-Районная с ВЛ 110 кВ Латная – Хохол-Районная № 1,2 и перезаводом ВЛ 35 кВ Хохольского района в работе выявлено не было. Необходимо рассмотреть данное мероприятие при разработке СиПРЭ Воронежской области последующих периодов с учетом заявок на увеличение потребляемой мощности в данном энергоузле.

6.8.5. Перечень мероприятий по развитию электрической сети 110 кВ энергосистемы Воронежской области на период 2017-2021 годов

В таблице 39 представлен перечень мероприятий по вводам (реконструкции, техперевооружению) электросетевых объектов на 2017–2021 годы для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

Таблица 39 - Перечень мероприятий по вводам (реконструкции, техперевооружению) электросетевых объектов на 2017–2021 годы для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект
1	Замена ВЧЗ ф. «Б» ВЛ-110-25, ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-25 и ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-26	Не менее 800 А	2017	ПАО «МРСК Центра»
2	Реконструкция ПС 35 кВ Новоживотинное с переводом на класс напряжения 110 кВ с установкой силовых трансформаторов 2х25 МВА и строительством отпаек от ВЛ-110-47,48	2х25 МВА, 2х25 км	2017	ПАО «МРСК Центра»
3	Реконструкция ПС 110 кВ №2 с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2017	ПАО «МРСК Центра»
4	Реконструкция ПС 110 кВ №31 Воля с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на 25 МВА	25 МВА	2017	ПАО «МРСК Центра»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект
5	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на 16 МВА	2x16 МВА	2017 ¹²	ПАО «МРСК Центра»
6	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА;	2x25 МВА	2019	ПАО «МРСК Центра»

6.9. Проверка достаточности предлагаемых электросетевых решений для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

Реализация вышеописанных мероприятий по переводу ПС 35 кВ Новоживотинное на класс напряжения 110 кВ со строительством отпаяк от ВЛ-110-47,48 не вызывает дополнительных токовых перегрузок и недопустимого снижения уровней напряжения при единичных нормативных возмущениях в нормальных и ремонтных схемах.

6.10. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техническому перевооружению), в том числе для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений

Перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техническому перевооружению, включению), в том числе для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, представлен в таблице 40.

Таблица 40 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техническому перевооружению) в 2017–2021 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект
1	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Бутурлиновка с ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км, 125 МВА	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с монтажом 2 выключателей 110 кВ	-	2018	ПАО «МРСК Центра»
3	Строительство КЛ 110 кВ ПС 220 кВ Бутурлиновка - ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 цепь 1,2	0,54 км 0,43 км	2018	ПАО «МРСК Центра»

¹² Срок определен на основании заявки на ТП и, соответственно, анализа загрузки ЦП с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП, при этом он может быть скорректирован в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект
4	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол	92 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
5	ПС 220 кВ Латная, замена АТ-2	200 МВА	2017	ПАО «ФСК ЕЭС»
6	Реконструкция ПС 220 кВ Пост-474-тяговая с установкой Т2	40 МВА	2017	ОАО «РЖД»
7	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ-110-5,6 и ВЛ-110-23,24	-	2017	ПАО «Квадра»
8	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2017	ПАО «МРСК Центра»
9	Ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Курская. 3-й и 4-й этапы: Установка 2 (двух) новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Латная и строительство двухцепной ВЛ от ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Латная до новой ПС 110 кВ Курская	2 ячейки 110 кВ 2х7,8 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС» ПАО «МРСК Центра»
10	Строительство ПС 110 кВ Озерки со строительством ВЛ 110 кВ Кировская – Озерки №1,2 Установка 2 (двух) новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Кировская	3х16 МВА 2х1 км 2 ячейки 110 кВ	2017 ¹³	ООО «Каскадэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС»
11	Строительство ПС 110 кВ Родина со строительством КВЛ 110 кВ Латная – Родина. Установка новой ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Латная	1х25 МВА, 5,1 км, 1 ячейка 110 кВ	2017	ООО «Родина», ПАО «ФСК ЕЭС»
12	Строительство ПС 110 кВ Отрадное со строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №45,46	2х16 МВА, 2х1 км	2017	ПАО «МРСК Центра»
13	Замена ВЧЗ ф. «Б» ВЛ-110-25, ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-25 и ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-26	Не менее 800 А	2017	ПАО «МРСК Центра»
14	Реконструкция ПС 35 кВ Новоживотинное с переводом на класс напряжения 110 кВ с установкой силовых трансформаторов 2х25 МВА и строительством отпаяк от ВЛ-110-47,48	2х25 МВА, 2х25 км	2017	ПАО «МРСК Центра»
15	Реконструкция ПС 110 кВ №2 с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2017	ПАО «МРСК Центра»

¹³ Срок реализации мероприятий на ПС 220 кВ Кировская для технологического присоединения ПС 110 кВ Озерки определен на основании заявки на ТП и соответственно результата расчета электрических режимов, при этом он может быть скорректирован в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/ проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект
16	Реконструкция ПС 110 кВ №31 Воля с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на 25 МВА	25 МВА	2017	ПАО «МРСК Центра»
17	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на 16 МВА	2x16 МВА	2017 ¹⁴	ПАО «МРСК Центра»
18	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА	2x25 МВА	2019	ПАО «МРСК Центра»

6.11. Разработка принципиальных схем электрической сети напряжением 110 кВ и выше на расчетный год и пятилетнюю перспективу

Карта-схема электрической сети 110 кВ и выше Воронежской области и непосредственно города Воронеж на расчетный год и пятилетнюю перспективу представлены в приложении № 2.

6.12. Формирование баланса по реактивной мощности и условия регулирования напряжения сети 110-500 кВ, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их тип и мощность

Перспективный баланс реактивной мощности по Воронежской энергосистеме в целом представлен в таблице 41. Баланс реактивной мощности отдельных энергорайонов Воронежской энергосистемы представлен в таблице 42.

¹⁴ Срок определен на основании заявки на ТП и, соответственно, анализа загрузки ЦП с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП, при этом он может быть скорректирован в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

Таблица 41 - Баланс реактивной мощности в сетях 110 кВ и выше Воронежской энергосистемы на перспективу (2017–2021 годы)

№ п/п	Источник/ потребитель реактивной мощности	2017 год				2018 год				2019 год				2020 год				2021 год			
		Зима макс.	Зима мин.	Лето макс.	Лето мин.	Зима макс.	Зима мин.	Лето макс.	Лето мин.	Зима макс.	Зима мин.	Лето макс.	Лето мин.	Зима макс.	Зима мин.	Лето макс.	Лето мин.	Зима макс.	Зима мин.	Лето макс.	Лето мин.
1	Реактивная мощность нагрузки	920	827	886	627	946	860	925	653	975	881	940	669	976	882	941	670	976	881	940	669
2	Нагрузочные потери	474	385	376	325	603	520	488	447	600	515	489	441	601	515	489	441	600	515	490	441
2.1	в том числе потери в ЛЭП	185	148	139	119	265	241	214	205	258	234	209	197	258	234	209	197	258	234	209	197
2.2	потери в Т/АТ	290	237	237	205	339	279	274	242	342	281	280	243	342	281	281	243	342	281	281	243
3	Потребление ШР/БСК/СТК	237	241	243	316	231	241	246	317	234	241	243	317	234	241	243	317	234	241	243	317
4	Потери холостого хода Т/АТ	14	14	14	15	18	18	19	19	18	18	18	19	18	18	18	19	18	18	18	19
5	Суммарное потребление реактивной мощности	1645	1467	1519	1282	1798	1640	1678	1436	1827	1655	1690	1445	1828	1656	1691	1447	1828	1655	1691	1445
6	Генерация реактивной мощности ЭС	663	577	588	527	677	805	797	701	754	815	726	713	755	816	727	713	754	815	726	713
7	Зарядная мощность ЛЭП	855	865	862	872	914	939	945	950	903	921	917	933	903	921	917	933	903	921	917	933
8	Суммарная генерация реактивной мощности	1518	1442	1450	1399	1591	1744	1742	1651	1657	1736	1643	1646	1658	1737	1644	1646	1657	1736	1643	1646
9	Внешний переток реактивной мощности («+» - избыток)	-127	-25	-69	117	-207	104	65	215	-169	82	-47	201	-170	81	-47	200	-171	82	-48	201

Таблица 42 - Баланс реактивной мощности энергорайонов Воронежской области в периоды зимнего максимума и летнего минимума (2017–2021 годы), Мвар

Энергорайон	Сезон	Год	Генерация реактивной мощности электростанциями	Нагрузка реактивной мощности	Потребление реактивной мощности	Сальдо
Воронежский	Зима макс.	2017	208	492	521	-313
		2018	243	488	523	-280
		2019	230	514	558	-328
		2020	229	515	558	-329
		2021	228	514	558	-330
	Лето мин.	2017	87	318	295	-208
		2018	84	315	296	-212
		2019	93	330	315	-222
		2020	93	331	316	-223
		2021	93	330	315	-222
Южный	Зима макс.	2017	0	247	80	-80
		2018	0	249	76	-76
		2019	0	252	79	-79
		2020	0	252	79	-79
		2021	0	252	79	-79
	Лето мин.	2017	0	167	-2	2
		2018	0	168	-9	9
		2019	0	169	-7	7
		2020	0	169	-7	7
		2021	0	169	-7	7
Восточный	Зима макс.	2017	0	96	63	-63
		2018	0	97	58	-58
		2019	0	98	58	-58
		2020	0	98	58	-58
		2021	0	98	58	-58
	Лето мин.	2017	0	66	22	-22
		2018	0	66	19	-19
		2019	0	66	19	-19
		2020	0	66	19	-19
		2021	0	66	19	-19

Расчет баланса реактивной мощности показал, что в режимах зимних и летних максимальных нагрузок (2017–2021 годы) в нормальной схеме электрической сети энергосистема Воронежской области характеризуется дефицитом реактивной мощности в объеме от 50 до 200 МВар. Ввод в эксплуатацию крупных генерирующих агрегатов и прирост нагрузки в рамках базового регионального прогноза мощности в целом сохраняет уровни баланса реактивной мощности в 2017–2021 годах. Результаты расчетов электрических режимов не выявили снижения уровней напряжений ниже допустимых значений на объектах электрической сети Воронежской области.

Имеющийся дефицит реактивной мощности компенсируется за счет внешних межсистемных связей.

В режимах зимних и летних минимальных нагрузок (2017–2021 годы) в нормальной схеме электрической сети баланс реактивной мощности энергосистемы Воронежской области складывается с профицитом до 200 Мвар.

Дефицит реактивной мощности Воронежского энергорайона покрывается в основном за счет генерации близко расположенной Новоронежской АЭС и частично Воронежской ТЭЦ-1 и Воронежской ТЭЦ-2. Восточный и Южный энергорайоны при отсутствии собственных источников генерации полностью зависят от межсистемных связей, по которым в период зимнего максимума нагрузки осуществляется передача до 80 Мвар. В Южном энергорайоне за счет наличия на ПС 220 кВ Придонская двух БСК по 55,7 Мвар наблюдается незначительный избыток реактивной мощности в период летнего минимума нагрузки.

Таким образом, на основании вышесказанного дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в Воронежской области не требуется.

6.13. Электрические расчеты электрических сетей напряжением 110 кВ и выше в нормальном и послеаварийном режиме работы на расчетный год и пятилетнюю перспективу

С целью оценки токов короткого замыкания (КЗ) и проверки соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам КЗ в работе произведены расчеты токов короткого замыкания для базового варианта развития электрических сетей 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на расчетный год (по состоянию на 01.01.2016) и на перспективу (2017–2021 годы).

Для рассматриваемого расчетного периода расчетная модель энергосистемы учитывает сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых объектов, вывод генерирующего оборудования из эксплуатации, а также ввод новых генерирующих мощностей. Полный перечень мероприятий, учтенных в расчетной модели, представлен в таблице 40 в части электросетевых объектов, а также в подразделе 7.1 в части генерирующего оборудования.

Расчеты токов короткого замыкания (ТКЗ) проводились для максимального режима электрической сети 110 кВ и выше Воронежской области при следующем коммутационном состоянии коммутационных аппаратов:

- отключен В-220-Ю отп и В-220-Кр отп на ПС 500 кВ Новая;
- отключен В-Новая 1 и В-Новая 2 в КРУЭ-220 кВ ПС 500 кВ Донская;
- ВЛ-110-39 и ВЛ-110-40 включены в транзит;
- АТ-3 ПС 220 кВ Южная включен;
- на основании ввода 10 ПГУ 223 МВт на Воронежской ТЭЦ-1 в 2017 г. была включена в транзит КЛ 110 кВ ПС № 2 – Центральная № 1,2 и секционные выключатели на ПС 110 кВ Калининская, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ № 2 в расчетных моделях 2017–2021 годы.

Расчеты произведены в программном комплексе АРМ СРЗА.

Проверка оборудования на соответствие действию токов короткого замыкания проводится в соответствии с:

- ГОСТ Р 52736-2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания»;
- ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия»;
- РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования».

Согласно п. 6 ГОСТ Р 52565-2006 «Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия» коммутационная способность выключателей при коротких замыканиях должна обеспечиваться при условии, что действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{пт}$, отнесенное к моменту прекращения соприкосновения его дугогасительных контактов, не должно превышать номинальный ток отключения выключателя $I_{о.ном}$:

$$I_{пт} < I_{о.ном}.$$

Для упрощения расчетов принимаем ток КЗ незатухающим, т.е. $I_{пт} = I_{п0}$, где $I_{п0}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в нулевой момент времени.

В качестве расчетного вида КЗ при проверке электрических аппаратов на отключающую способность принимается трехфазное или однофазное КЗ.

Проверка отключающей способности коммутационного оборудования 110 кВ и выше производилась для объектов филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС», филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», объектов генерации филиала ПАО «Квадра» «Воронежская генерация» и филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС» и потребительских ПС.

На основании анализа результатов расчетов токов КЗ и анализа проверки коммутационного оборудования на расчетный год и на перспективу 2017–2021 годы выявлены объекты, отключающая способность выключателей которых превышает уровни токов КЗ:

- ПС 220 кВ Южная;
- Воронежская ТЭЦ-1;
- Нововоронежская АЭС;
- ПС 110 кВ № 9 СХИ;
- ПС 110 кВ ГОО.

Перечень выключателей, отключающая способность которых ниже токов КЗ, представлен в таблице 0, где указываются максимальные уровни токов КЗ на СШ (сек.). В таблице 0 представлена проверка отключающей способности выключателей на максимальные уровни токов КЗ через присоединение.

Далее рассматривается каждый объект индивидуально.

ПС 220 кВ Южная и Воронежская ТЭЦ-1

С целью предотвращения превышения отключающей способности выключателей в РУ 110 кВ ПС 220 кВ Южная и РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1 рекомендуется в текущем состоянии и на перспективу (2017–2021 годы) отключить В ВЛ-110-40 на ПС Кировская, В ВЛ-110-39 на ПС Южная и АТ-3 ПС 220 кВ Южная. Проверка отключающей способности выключателей на максимальные токи через присоединение с учетом предложенных мероприятий представлены в таблице 45. Отключающая

способность выключателей в РУ 110 кВ ПС 220 кВ Южная и РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1 на расчетный год соответствует уровням токов КЗ. При этом для предотвращения превышения отключающей способности выключателей в 2017–2021 годах в РУ 110 кВ ПС 220 кВ Южная и РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1, с учетом включения ВЛ-110-39 и ВЛ-110-40 в транзит и включения АТ-3 ПС 220 кВ Южная в ремонтных схемах (таблица 44), рекомендуется:

- на ПС 220 кВ Южная в 2017 году замена двенадцати выключателей 110 кВ В-110 АТ-1, В-110 Т-1, В-110 Т-2, В-110 Т-3, В ВЛ-110-40, В ВЛ-110-16, ШОВ 3-4 110 кВ, В-110 АТ-2, В ВЛ-110-3, В ВЛ-110-15, ШСВ 2-1 110 кВ, СВ 1-3 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА;
- в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1 в 2017 году установка новых выключателей с отключающей способностью 40 кА, а также замена существующих выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА.

Нововоронежская АЭС

С целью предотвращения превышения отключающей способности выключателей 220 кВ Нововоронежской АЭС на ОРУ-220 кВ Нововоронежской АЭС установлена АОДС с воздействием на отключение В-220 АТ-11 и В-220 АТ-12. С учетом действия автоматики ток КЗ на шинах 220 кВ Нововоронежской АЭС в перспективе до 2021 года составит 13,7 кА при трехфазном КЗ и 13,2 кА при однофазном КЗ. Таким образом, отключающая способность всего коммутационного оборудования 220 кВ Нововоронежской АЭС соответствует токам КЗ.

ПС 110 кВ № 9 СХИ

В результате проверки выключателей на максимальные уровни токов КЗ через присоединение (таблица 44) в нормальной схеме по состоянию на расчетный год и на перспективу (2017–2021 годы) имеет место соответствие отключающей способности коммутационного оборудования токам КЗ.

В таблице 0 представлена проверка выключателей ПС 110 кВ №9 СХИ на максимальные уровни токов КЗ через присоединение при отключении одного из следующих сетевых элементов:

- отключение ВЛ-110-28 со стороны ПС 110 кВ №30 Подгорное в схеме ремонта В ВЛ-110-28 ПС 110 №30 Подгорное;
- отключение ВЛ-110-31 со стороны ПС 110 кВ №37 Отрожка в схеме ремонта В ВЛ-110-31 ПС 110 кВ №37 Отрожка;
- отключение ВЛ-110-32 со стороны ПС 110 кВ №37 Отрожка в схеме ремонта В ВЛ-110-32 ПС 110 кВ №37 Отрожка.

С целью предотвращения превышения отключающей способности В ВЛ-110-28, В ВЛ-110-31, В ВЛ-110-32 и ШОВ-110 на ПС 110 кВ №9 СХИ в схеме на расчетный год и на перспективу (2017–2021 годы), а также с учетом ввода ПГУ на Воронежской ТЭЦ-1 рекомендуется замена выключателей с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА.

ПС 110 кВ ГОО

В результате проверки выключателей на максимальные уровни токов КЗ через присоединение (таблицы 44 и 45) в нормальной схеме энергосистемы Воронежской области на текущее состояние и на перспективу (2017–2021 годы), имеет место несоответствие отключающей способности В-110 Т-1 и В-110 Т-2 ПС 110 кВ ГОО.

С целью предотвращения превышения отключающей способности В-110 Т-1 и В-110 Т-2 в схеме текущего состояния и на перспективу (2017–2021 годы) рекомендуется замена выключателей с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА.

В итоге по результатам расчетов токов КЗ и проверки отключающей способности выключателей 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области рекомендуется:

- отключить в нормальной схеме на перспективу (2017–2021 годы) В ВЛ-110-40 на ПС Кировская, В ВЛ-110-39 на ПС Южная и АТ-3 ПС 220 кВ Южная;
- замена в 2017 году на ПС 220 кВ Южная двенадцати выключателей 110 кВ В-110 АТ-1, В-110 Т-1, В-110 Т-2, В-110 Т-3, В ВЛ-110-40, В ВЛ-110-16, ШОВ 3-4 110 кВ, В-110 АТ-2, В ВЛ-110-3, В ВЛ-110-15, ШСВ 2-1 110 кВ, СВ 1-3 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА;
- замена в 2017 году В ВЛ-110-28, В ВЛ-110-31, В ВЛ-110-32 и ШОВ-110 на ПС 110 кВ № 9 СХИ с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА;
- замена в 2017 году В-110 Т-1 и В-110 Т-2 на ПС 110 кВ ГОО с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА.

Таблица 43 - Перечень коммутационного оборудования, отключающая способность которого не соответствует максимальным уровням ТКЗ на СШ (сек.)

Наименование организации	Название ПС	УВном, кВ	Диспетчерское наименование выключателя	Тип выключателя	Ю.ном, кА	Текущее состояние		2017 год		2018-2021 годы	
						$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА	$I^{(3)}$, кА	$I^{(1)}$, кА
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»	Южная	110	В-110 АТ-1	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В-110 Т-1	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В-110 Т-2	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В-110 Т-3	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В ВЛ-110-40	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В ВЛ-110-16	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	ШОВ 3-4 110 кВ	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	СВ 1-3 110 кВ	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В-110 АТ-2	ВВН-110-2000-31,5	31,5	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В ВЛ-110-3	ВВН-110-2000-31,5	31,5	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В ВЛ-110-15	ВВН-110-2000-31,5	31,5	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
Южная	110	ШСВ 2-1 110 кВ	ВВН-110-2000-31,5	31,5	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2	
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-31 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	22,4	16,6	23,5	17,0	23,7	17,1
	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-28 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	22,4	16,6	23,5	17,0	23,7	17,1
	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-32 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	22,4	16,6	23,5	17,0	23,7	17,1
	№9 СХИ	110	ШОВ-110 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	22,4	16,6	23,5	17,0	23,7	17,1
ПАО «Квадра»	Воронежская ТЭЦ-1	110	В-110 Т-3	МКП-110М/600	25	27,5	25,3	33,7	33,8	34	34
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-24	МКП-110М/600	25	27,5	25,3	33,7	33,8	34	34
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-23	МКП-110М/600	25	27,5	25,3	33,7	33,8	34	34
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В-110 Т-4	МКП-110М/600	25	27,5	25,3	33,7	33,8	34	34
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-6	МКП-110М/600	25	27,5	25,3	33,7	33,8	34	34
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-5	МКП-110М/600	25	27,5	25,3	33,7	33,8	34	34
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В-110 Т-5	МКП-110М/600	25	27,5	25,3	33,7	33,8	34	34

Наименование организации	Название ПС	УВном, кВ	Диспетчерское наименование выключателя	Тип выключателя	Ю.ном, кА	Текущее состояние		2017 год		2018-2021 годы	
						I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА
АО «Концерн Росэнергоатом»	НВАЭС	220	В-220-АТ-1	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	В-220-Кр	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	ШСВ-1	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	В-220-Ю	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	В-220-Лат	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	В-220-АТ-3	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	ОВ-1	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	СВ-1	ВВБ-220-12	31,5	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	СВ-2	ВВБ-220-12	31,5	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	ОВ-2	ВВБ-220-12	31,5	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	В-220-30Т	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	В-220-Губ	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	ШСВ-2	ВВБ-220-12	31,5	34,0	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
Потребительская ПС	ГОО	110	В-110 Т-1	МКП-110/630-20	20	26,9	23,5	29,4	24,9	29,7	25
	ГОО	110	В-110 Т-2	МКП-110/630-20	20	26,9	23,5	29,4	24,9	29,7	25

Таблица 44 - Проверка коммутационного оборудования на максимальные уровни токов КЗ через присоединение

Наименование организации	Название ПС	УВном, кВ	Диспетчерское наименование выключателя	Тип выключателя	Ю.ном, кА	Текущее состояние		2017 год		2018-2021 годы	
						I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»	Южная	110	В-110 АТ-1	ВВШ-110 2000-25	25	29,3	27,9	33,6	31,0	34,0	31,2
	Южная	110	В-110 Т-1	ВВШ-110 2000-25	25	34	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В-110 Т-2	ВВШ-110 2000-25	25	34	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В-110 Т-3	ВВШ-110 2000-25	25	34	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	В ВЛ-110-40	ВВШ-110 2000-25	25	28	29	32,0	32,0	32,4	32,2
	Южная	110	В ВЛ-110-16	ВВШ-110 2000-25	25	34	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	ШОВ 3-4 110 кВ	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	СВ 1-3 110 кВ	ВВШ-110 2000-25	25	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2

Наименование организации	Название ПС	УВном, кВ	Диспетчерское наименование выключателя	Тип выключателя	Ю.ном, кА	Текущее состояние		2017 год		2018-2021 годы	
						I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА
	Южная	110	В-110 АТ-2	ВВН-110-2000-31,5	31,5	31,1	30,3	35,4	33,4	35,8	33,7
	Южная	110	В ВЛ-110-3	ВВН-110-2000-31,5	31,5	30,6	30,7	33	32,5	33,5	32,8
	Южная	110	В ВЛ-110-15	ВВН-110-2000-31,5	31,5	34	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
	Южная	110	ШСВ 2-1 110 кВ	ВВН-110-2000-31,5	31,5	34,0	33,8	38,2	36,9	38,7	37,2
Филиал ПАО «МРСК Центра»– «Воронежэнерго»	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-31 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	16,2	12,3	17,1	12,6	17,2	12,6
	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-28 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	17,3	13,2	18,2	13,5	18,4	13,6
	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-32 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	16,2	12,3	17,1	12,6	17,2	12,6
	№9 СХИ	110	ШОВ-110 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	11,2	8,8	11,8	9,0	11,9	9,1
ПАО «Квадра»	Воронежская ТЭЦ-1	110	В-110 Т-3	МКП-110М/600	25	27,1	24,4	33,3	32,9	33,6	33,1
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-24	МКП-110М/600	25	27,5	25,3	31,8	32	32,1	32,2
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-23	МКП-110М/600	25	27,5	25,3	31,8	32	32,1	32,2
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В-110 Т-4	МКП-110М/600	25	26,8	24,2	33	32,8	33,3	32,9
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-6	МКП-110М/600	25	24,2	22,8	31,8	32,2	32,1	32,4
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-5	МКП-110М/600	25	24,2	22,8	31,8	32,2	32,1	32,4
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В-110 Т-5	МКП-110М/600	25	26,7	24,1	33,8	33,2	34	33,4
АО «Концерн Росэнергоатом»	НВАЭС	220	В-220-АТ-1	ВВН-220-10	26,2	33,2	37,7	30,8	33,9	31,9	35,1
	НВАЭС	220	В-220-Кр	ВВН-220-10	26,2	31,3	36,4	28,7	32,5	29,7	33,6
	НВАЭС	220	ШСВ-1	ВВН-220-10	26,2	34	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	В-220-Ю	ВВН-220-10	26,2	30,9	35,8	28,2	31,9	29,2	33,1
	НВАЭС	220	В-220-Лат	ВВН-220-10	26,2	32,9	37,7	30,4	33,9	31,5	35,1
	НВАЭС	220	В-220-АТ-3	ВВН-220-10	26,2	33,2	37,7	30,7	33,9	31,9	35,1
	НВАЭС	220	ОВ-1	ВВН-220-10	26,2	34	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	СВ-1	ВВБ-220-12	31,5	28,9	33,5	26,0	29,5	27,0	30,5
	НВАЭС	220	СВ-2	ВВБ-220-12	31,5	30,4	35,2	27,8	31,3	28,8	32,4
	НВАЭС	220	ОВ-2	ВВБ-220-12	31,5	34	38,9	31,6	35,1	32,8	36,4
	НВАЭС	220	В-220-30Т	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,7	31,6	34,9	32,8	36,2

Наименование организации	Название ПС	УВном, кВ	Диспетчерское наименование выключателя	Тип выключателя	Ю.ном, кА	Текущее состояние		2017 год		2018-2021 годы	
						I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА
	НВАЭС	220	В-220-Губ	ВВН-220-10	26,2	32,7	37,7	30,3	34,0	31,5	35,2
	НВАЭС	220	ШСВ-2	ВВБ-220-12	31,5	31,4	35,9	28,6	31,8	29,6	32,9
Потребительская ПС	ГОО	110	В-110 Т-1	МКП-110/630-20	20	26,9	23,5	29,4	24,9	29,7	25
	ГОО	110	В-110 Т-2	МКП-110/630-20	20	26,9	23,5	29,4	24,9	29,7	25

Таблица 45 - Проверка коммутационного оборудования на максимальные уровни токов КЗ через присоединение (отключен В ВЛ-110-40 на ПС Кировская, В ВЛ-110-39 на ПС Южная и АТ-3 ПС 220 кВ Южная)

Наименование организации	Название ПС	УВном, кВ	Диспетчерское наименование выключателя	Тип выключателя	Ю.ном, кА	Текущее состояние		2017 г.		2018-2021 г.	
						I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»	Южная	110	В-110 АТ-1	ВВШ-110 2000-25	25	17,3	17,7	21,3	20,9	21,4	20,9
	Южная	110	В-110 Т-1	ВВШ-110 2000-25	25	23,2	24,7	27,2	27,9	27,4	28
	Южная	110	В-110 Т-2	ВВШ-110 2000-25	25	23,2	24,7	27,2	27,9	27,4	28
	Южная	110	В-110 Т-3	ВВШ-110 2000-25	25	23,2	24,7	27,2	27,9	27,4	28
	Южная	110	В ВЛ-110-40	ВВШ-110 2000-25	25	23,2	24,7	27,2	27,9	27,4	28
	Южная	110	В ВЛ-110-16	ВВШ-110 2000-25	25	23,2	24,7	27,2	27,9	27,4	28
	Южная	110	ШОВ 3-4 110 кВ	ВВШ-110 2000-25	25	23,2	24,7	27,2	27,9	27,4	28
	Южная	110	СВ 1-3 110 кВ	ВВШ-110 2000-25	25	23,2	24,7	27,2	27,9	27,4	28
	Южная	110	В-110 АТ-2	ВВН-110-2000-31,5	31,5	19,6	20,5	23,6	23,7	23,8	23,8
	Южная	110	В ВЛ-110-3	ВВН-110-2000-31,5	31,5	19,4	21,2	21,5	23	21,6	23,1
	Южная	110	В ВЛ-110-15	ВВН-110-2000-31,5	31,5	23,2	24,7	27,2	27,9	27,4	28
	Южная	110	ШСВ 2-1 110 кВ	ВВН-110-2000-31,5	31,5	23,2	24,7	27,2	27,9	27,4	28
Филиал ПАО «МРСК Центра»– «Воронежэнерго»	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-31 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	16,1	12,2	17,0	12,6	17,2	12,6
	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-28 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	17,0	13,1	17,6	13,3	17,8	13,3
	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-32 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	16,1	12,2	17,0	12,6	17,2	12,6
	№9 СХИ	110	ШОВ-110 ПС 110кВ № 9	HLD 145/1250 С	20	11,1	8,8	11,6	9,0	11,7	9

Наименование организации	Название ПС	УВном, кВ	Диспетчерское наименование выключателя	Тип выключателя	Ю.ном, кА	Текущее состояние		2017 г.		2018-2021 гг.	
						I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА
			СХИ	ПС№9							
ПАО «Квадра»	Воронежская ТЭЦ-1	110	В-110 Т-3	МКП-110М/600	25	21,4	20,8	27,7	28,8	27,8	28,9
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-24	МКП-110М/600	25	21,9	21,7	26,1	27,8	26,3	27,9
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-23	МКП-110М/600	25	21,9	21,7	26,1	27,8	26,3	27,9
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В-110 Т-4	МКП-110М/600	25	21,2	20,6	27,4	28,6	27,6	28,7
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-6	МКП-110М/600	25	18,6	19,1	26,2	28	26,3	28,1
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В ВЛ-110-5	МКП-110М/600	25	18,6	19,1	26,2	28	26,3	28,1
	Воронежская ТЭЦ-1	110	В-110 Т-5	МКП-110М/600	25	21,1	20,5	28,1	29,1	28,3	29,2
АО «Концерн Росэнергоатом»	НВАЭС	220	В-220-АТ-1	ВВН-220-10	26,2	33,1	37,7	30,7	33,9	31,8	35,1
	НВАЭС	220	В-220-Кр	ВВН-220-10	26,2	31,2	36,3	28,6	32,4	29,7	33,6
	НВАЭС	220	ШСВ-1	ВВН-220-10	26,2	34	38,8	31,5	35	32,7	36,3
	НВАЭС	220	В-220-Ю	ВВН-220-10	26,2	30,9	35,9	28,1	31,9	29,2	33
	НВАЭС	220	В-220-Лат	ВВН-220-10	26,2	32,8	37,6	30,2	33,7	31,4	34,9
	НВАЭС	220	В-220-АТ-3	ВВН-220-10	26,2	33,1	37,7	30,6	33,8	31,8	35
	НВАЭС	220	ОВ-1	ВВН-220-10	26,2	34	38,8	31,5	35	32,7	36,3
	НВАЭС	220	СВ-1	ВВБ-220-12	31,5	28,9	33,5	26,0	29,4	27	30,5
	НВАЭС	220	СВ-2	ВВБ-220-12	31,5	30,4	35,1	27,7	31,2	28,7	32,3
	НВАЭС	220	ОВ-2	ВВБ-220-12	31,5	34	38,8	31,5	35	32,7	36,3
	НВАЭС	220	В-220-30Т	ВВН-220-10	26,2	34,0	38,7	31,5	34,9	32,7	36,1
	НВАЭС	220	В-220-Губ	ВВН-220-10	26,2	32,7	37,7	30,2	33,9	31,4	35,1
	НВАЭС	220	ШСВ-2	ВВБ-220-12	31,5	31,3	35,8	28,4	31,7	29,4	32,8
Потребительская ПС	ГОО	110	В-110 Т-1	МКП-110/630-20	20	19,7	18,7	22,4	20,5	22,5	20,5
	ГОО	110	В-110 Т-2	МКП-110/630-20	20	19,7	18,7	22,4	20,5	22,5	20,5

Таблица 46 - Проверка коммутационного оборудования ПС 110 кВ № 9 СХИ на максимальные уровни токов КЗ через присоединение в различных схемах ремонта

Режим	Название ПС	УВном, кВ	Диспетчерское наименование выключателя	Тип выключателя	Ю.ном, кА	Текущее состояние		2017 год		2018-2021 годы	
						I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА	I ⁽³⁾ , кА	I ⁽¹⁾ , кА
ВЛ-110-39 и ВЛ-110-40 включены в транзит. АТ-3 ПС 220 кВ Южная включен											
Ремонт В ВЛ-110-31 ПС 110 кВ №37 Отрожка	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-31 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	20,5	15,6	21,5	16	21,6	16
Ремонт В ВЛ-110-28 ПС 110 №30 Подгорное	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-28 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	20,5	15,7	21,4	15	21,5	16
Ремонт В ВЛ-110-32 ПС 110 кВ №37 Отрожка	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-32 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	20,5	15,6	21,5	16	21,6	16
Отключен В ВЛ-110-40 на ПС Кировская, В ВЛ-110-39 на ПС Южная и АТ-3 ПС 220 кВ Южная											
Ремонт В ВЛ-110-31 ПС 110 кВ №37 Отрожка	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-31 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	20,3	15,6	21,3	15,9	21,4	16
Ремонт В ВЛ-110-28 ПС 110 №30 Подгорное	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-28 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	20,1	15,5	20,8	15,8	20,9	15,8
Ремонт В ВЛ-110-32 ПС 110 кВ №37 Отрожка	№9 СХИ	110	В ВЛ-110-32 ПС 110кВ № 9 СХИ	HLD 145/1250 С ПС№9	20	20,3	15,6	21,3	15,9	21,4	16

6.14. Сводные данные по развитию электрической сети

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ с выделением сводных данных для сети 110 кВ представлены в таблице 47.

Таблица 47 - Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ

Класс напряжения	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
110 кВ	59,5	418	16,57	-	-	50	-	-	-	-
0,4-35 кВ ¹⁵	-	-	179,5	-	195,17	-	515,46	-	-	-

6.15. Потребность электростанций и котельных в топливе

Прогноз потребления электростанций и котельных основных генерирующих компаний Воронежской области на 2017–2021 годы представлен в таблице 48.

Таблица 48 - Прогноз потребления топлива по электростанциям и котельным основных генерирующих компаний Воронежской области на 2017–2021 годы, т у.т.

Год	Тип топлива	Электростанции и котельные, т у.т.				
		Нововоронежская АЭС ¹⁶	Воронежская ТЭЦ-1	Воронежская ТЭЦ-2	Котельная №1	Котельная №2
2016	Ядерное топливо	5224,1	-	-	-	-
	Газ	-	498382	388367	20961	68622
	Мазут	-	6876	3575	0	0
2017	Ядерное топливо	3270,8	-	-	-	-
	Газ	-	498382	388367	20961	68622
	Мазут	-	6876	3575	0	0
2018	Ядерное топливо	4195,3	-	-	-	-
	Газ	-	660311	388367	20961	68622
	Мазут	-	5929	3575	0	0
2019	Ядерное топливо	4026,9	-	-	-	-
	Газ	-	719634	388367	20961	68622
	Мазут	-	5929	3575	0	0
2020	Ядерное топливо	4207,9	-	-	-	-
	Газ	-	719634	388367	20961	68622
	Мазут	-	5929	3575	0	0
2021	Ядерное топливо	4126	-	-	-	-

¹⁵ Данные указаны на основании ИП филиала «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» 2016–2020 годы.

¹⁶ Данные указаны без учета энергоблоков №1 и №2. Их возможно представить только после опытно-промышленной эксплуатации.

Год	Тип топлива	Электростанции и котельные, т у.т.				
		Нововоронежская АЭС ¹⁶	Воронежская ТЭЦ-1	Воронежская ТЭЦ-2	Котельная №1	Котельная №2
	Газ	-	719634	388367	20961	68622
	Мазут	-	5929	3575	0	0

7. Составление схемы размещения объектов генерации и потребления на пятилетнюю перспективу

7.1. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Воронежской области мощностью свыше 5 МВт на пятилетний период

На основании проекта СиПР ЕЭС России на 2016–2022 годы в таблице 49 приведен список генерирующего оборудования, запланированного к вводу с высокой вероятностью реализации и демонтажу на электростанциях Воронежской области в 2017–2021 годах.

Оценка потенциала развития когенерации в Воронежской области представлена в подразделе 6.5.

7.2. Прогноз развития энергетики Воронежской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

Использование возобновляемых источников энергии (далее - ВИЭ) и альтернативных видов топлива является одним из перспективных направлений предотвращения энергодефицита в Воронежской области и диверсификации источников энергии.

Внедрение использования ВИЭ в Воронежской области позволит обеспечить надежное, устойчивое и долгосрочное энергообеспечение экономического развития Воронежской области, а также позволит снизить примерно на 30 % использование традиционных энергоносителей. Это будет способствовать вовлечению инновационных наукоемких технологий и оборудования в энергетическую сферу Воронежской области.

Возобновляемые источники энергии могут быть применены к удаленным от сети автономным сельскохозяйственным объектам малой мощности.

Экономия дизельного топлива при использовании ветроэнергетической установки совместно с дизельными станциями может составлять до 79 %. Экономия твердого топлива при использовании ВИЭ совместно с традиционными печами может составлять до 42 %.

В Воронежской области среднегодовая скорость ветра – 3,3-5,2 м/с, природный ветроэнергетический потенциал на высоте 40 м над подстилающей поверхностью составляет 250-420 Вт/м². Наиболее высокий ветроэнергетический потенциал (технический потенциал - 494 МВт·ч) в Таловском и Бутурлиновском районах Воронежской области. Использование ветроэнергетических установок (далее – ВЭУ) целесообразно при среднегодовой скорости ветра не ниже 4 м/с.

Таблица 49- Список генерирующего оборудования, запланированного к вводу и демонтажу, на электростанциях Воронежской области в 2016–2021 годах

№ п/п	Станционный номер, тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип ввода/ демонтажа	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год
1	10 ПГУ(Т)	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	новое строительство		223				
2	1 ВВЭР-1200	Нововоронежская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	новое строительство	1195,4					
3	2 ВВЭР-1200	Нововоронежская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	новое строительство			1195,4			
4	3 ВВЭР-417	Нововоронежская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	окончательный демонтаж	417					
5	5 ПТ-30-90 ¹⁷	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	окончательный демонтаж	30					

¹⁷ Демонтаж блока №5 на Воронежской ТЭЦ-1 учтен в таблице на основании коррекции проекта СиПР ЕЭС России 2016–2022 годы, но не учитывался в расчетах электрических режимов и расчетах токов КЗ энергосистемы Воронежской области.

В Воронежской области в качестве пилотных образцов рекомендуется:

- использование ВЭУ мощностью до 2 кВт для индивидуального пользования;
- использование ВЭУ мощностью до 30 кВт для фермерских хозяйств;
- строительство ветроэлектростанции (район Каменной степи Таловского муниципального района) мощностью 10 МВт с использованием 15 ВЭУ мощностью 0,4 МВт каждая.

Продолжительность солнечного сияния в Воронежской области распределяется довольно равномерно, постепенно увеличиваясь с северо-запада на юго-восток в среднем на 200 часов от 1820 до 2020 часов в год.

Использование солнечных коллекторов эффективно для любого муниципального образования Воронежской области, также целесообразно применение низкотемпературных гелиоустановок коллекторного типа для горячего водоснабжения в быту (животноводческие фермы), промышленности и сельском хозяйстве, в теплоснабжении и кондиционировании жилых и общественных зданий.

Суммарные потенциальные гидроэнергетические ресурсы Воронежской области оцениваются в 1000 ГВт·ч, полная мощность водотоков – 109 МВт. Оценка гидроэнергетических ресурсов была проведена в 1967 году, в настоящее время накоплены новые данные по стоку рек, уточнено количество малых рек и их протяженность, обновлены топографические карты. С учетом этих данных возникает необходимость в уточнении гидроэнергетических ресурсов Воронежской области.

Приближенная оценка энергии поверхностного стока Воронежской области равна 1,86 млрд кВт·ч, или 1860 ГВт·ч. Мощность поверхностного стока оценивается в 212 МВт. Валовой гидроэнергетический потенциал руслового стока оценивается около 1,2 млрд кВт·ч в год при мощности в 137 МВт.

Частично потребность в диверсификации первичных энергетических ресурсов для выработки электрической энергии может быть покрыта путем строительства малых гидроэлектростанций.

Наибольшим гидроэнергетическим потенциалом обладают водотоки Дона (51200 кВт, 448512 МВт·ч/год), Хопра (8093 кВт, 78227 МВт·ч/год), Битюга (5853 кВт, 51272 МВт·ч/год), Воронежа (5500 кВт, 48180 МВт·ч/год), Толучеевки (5013 кВт, 43914 МВт·ч/год), Елани (2516 кВт, 22040 МВт·ч/год), Богучарки (2145 кВт, 18790 МВт·ч/год).

Наиболее приемлемыми концептуальными подходами по использованию ВИЭ для энергообеспечения сельскохозяйственных потребителей Воронежской области являются:

- применение различных видов ВИЭ в случае, если их использование позволяет обеспечить гарантированное и качественное энергообеспечение отдельных потребителей, например, использование древесных отходов в виде брикетов (гранул) и лузги в виде пеллет (в 2009 году производство составило около 2 тыс. т или 1200 т у.т., ежегодный потенциал оценивается от 12 тыс. т, или 7200 т у.т.) потенциал для сжигания в огневых печах или котельных, работающих на привозном угле;
- сочетание различных видов возобновляемых источников энергии с учетом конкретных условий и концентрации энергоисточников и традиционно применяемых источников тепла и электроснабжения бытовых нужд и технологических процессов сельскохозяйственного производства.

Перспективным направлением диверсификации источников энергии является использование отходов сельского хозяйства, птицеводческих и животноводческих хозяйств в качестве биотоплива в целях одновременного производства электрической и тепловой энергии, а также удобрений.

Также целесообразно использование биогазовых установок на транспортных предприятиях. Так, на железнодорожном транспорте внедрен сбор фекалий в резервуары, установленные в вагонах, что приводит к необходимости их регулярной эвакуации преимущественно в городские канализации соответствующих железнодорожных узлов. Возможна организация предварительной обработки субстрата в биогазовых реакторах, установленных непосредственно на станциях. Это позволит получать газообразное топливо для станционных нужд, сократить количество специализированного автотранспорта, задействованного в эвакуации, уменьшить загрязнение окружающей среды. При совершении одного рейса потенциал выработки из эвакуированных фекалий примерно составляет 462 кВт·ч электроэнергии и 0,408 Гкал тепловой энергии.

Основными мероприятиями по реализации данного направления являются:

- установка солнечных коллекторов;
- проектирование и строительство ветроэнергетических парков;
- проектирование и строительство ветроэнергетических установок в фермерских хозяйствах;
- создание пилотной биогазовой установки на станциях железнодорожных узлов;
- стимулирование производства пеллет на основе лузги;
- создание пилотной биогазовой установки на сельскохозяйственных предприятиях, птицеводческих и животноводческих хозяйствах;
- оценка гидроэнергетических ресурсов Воронежской области.

7.3. Подтверждение целесообразности строительства и выбора напряжения намечаемых к строительству подстанций технико-экономическими расчетами вариантов развития сети. Итоговый перечень объектов нового строительства, расширения и реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и выше

Разукрупнение ВЛ-110-35 и ВЛ-110-36

Проблемой данных ВЛ является их большая протяженность, что затрудняет проведение текущих работ по обслуживанию и ремонту, а также сдерживает строительство новых центров питания, рост потребления электроэнергии и мощности, и, как следствие, социально-экономическое развитие Новоусманского и Рамонского районов.

На основании результатов расчетов электрических режимов в настоящей работе с учетом приростов нагрузок в рамках заключенных договоров ТП нарушения допустимых параметров режимов ВЛ 110 кВ в Новоусманском и Рамонском районах при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме не выявлено.

Достаточных оснований для реконструкции сети 110 кВ в энергорайоне ВЛ-110-35 и ВЛ-110-36 в работе выявлено не было. Необходимо рассмотреть данное

мероприятие при разработке СиПРЭ Воронежской области на последующие периоды с учетом заявок на увеличение потребляемой мощности в данном энергоузле.

Итоговый перечень объектов нового строительства, расширения и реконструкции электросетевых объектов 110 кВ и выше в энергосистеме Воронежской области на период 2017–2021 годов представлен в таблице 50.

Таблица 50 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техническому перевооружению) в 2017–2021 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект
1	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Бутурлиновка с ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км, 125 МВА	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с монтажом 2 выключателей 110 кВ	-	2018	ПАО «МРСК Центра»
3	Строительство КЛ 110 кВ ПС 220 кВ Бутурлиновка - ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 цепь 1,2	0,54 км 0,43 км	2018	ПАО «МРСК Центра»
4	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС-2 – Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол	92 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»
5	ПС 220 кВ Латная, замена АТ-2	200 МВА	2017	ПАО «ФСК ЕЭС»
6	Реконструкция ПС 220 кВ Пост-474-тяговая с установкой Т2	40 МВА	2017	ОАО «РЖД»
7	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ-110-5,6 и ВЛ-110-23,24	-	2017	ПАО «Квадра»
8	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2x40 МВА, 4x0,1 км	2017	ПАО «МРСК Центра»
9	Ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Курская. 3-й и 4-й этапы: установка 2 новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Латная и строительство двухцепной ВЛ от ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Латная до новой ПС 110 кВ Курская	2 ячейки 110 кВ 2x7,8 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС» ПАО «МРСК Центра»
10	Строительство ПС 110 кВ Озерки со строительством ВЛ 110 кВ Кировская – Озерки №1,2. Установка 2 новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Кировская	3x16 МВА 2x1 км 2 ячейки 110 кВ	2017 ¹⁸	ООО «Каскадэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС»
11	Строительство ПС 110 кВ Родина со строительством КВЛ 110 кВ Латная – Родина. Установка новой ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Латная	1x25 МВА, 5,1 км, 1 ячейка 110 кВ	2017	ООО «Родина», ПАО «ФСК ЕЭС»

¹⁸ Срок реализации мероприятий на ПС 220 кВ Кировская для технологического присоединения ПС 110 кВ Озерки определен на основании заявки на ТП и, соответственно, результата расчета электрических режимов, при этом он может быть скорректирован в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект
12	Строительство ПС 110 кВ Отрадное со строительством отпаяк от ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 45,46	2х16 МВА, 2х1 км	2017	ПАО «МРСК Центра»
13	Замена ВЧЗ ф. «Б» ВЛ-110-25, ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-25 и ВЧЗ ф. «С» ВЛ-110-26	Не менее 800 А	2017	ПАО «МРСК Центра»
14	Реконструкция ПС 35 кВ Новоживотинное с переводом на класс напряжения 110 кВ с установкой силовых трансформаторов 2х25 МВА и строительством отпаяк от ВЛ-110-47,48	2х25 МВА, 2х25 км	2017	ПАО «МРСК Центра»
15	Реконструкция ПС 110 кВ №2 с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА на 63 МВА	2х63 МВА	2017	ПАО «МРСК Центра»
16	Реконструкция ПС 110 кВ №31 Воля с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на 25 МВА	25 МВА	2017	ПАО «МРСК Центра»
17	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на 16 МВА	2х16 МВА	2017 ¹⁹	ПАО «МРСК Центра»
18	Реконструкция ПС 110 кВ Бугурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА	2х25 МВА	2019	ПАО «МРСК Центра»
19	Замена на ПС 220 кВ Южная 12 (двенадцати) выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2017	ПАО «ФСК ЕЭС» ²⁰
20	Замена на ПС 110 кВ № 9 СХИ 4 (четырёх) выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2017	ПАО «МРСК Центра»
21	Замена на ПС 110 кВ ГОО 2 (двух) выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА	-	2017	ООО «УГМК Рудгормаш - Воронеж»

¹⁹ Срок определен на основании заявки на ТП и, соответственно, анализа загрузки ЦП с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП, при этом он может быть скорректирован в соответствии с фактическими темпами роста нагрузки с учетом заключенных договоров на технологическое присоединение, а также с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

²⁰ В соответствии с договором на ТП.

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ с выделением сводных данных для сети 110 кВ представлены в таблице 51

Таблица 51 - Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Класс напряжения	2017 год		2018 год		2019 год		2020 год		2021 год	
	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
110 кВ	59,5	418	16,57	-	-	50	-	-	-	-
220 кВ	-	240	120,3	125	-	-	-	-	-	-
500 кВ	-	-	92	-	-	-	-	-	-	-

Приложение № 1
к схеме и программе
перспективного развития электроэнергетики
Воронежской области
на 2017-2021 годы

Перечень существующих ЛЭП и подстанций

Таблица 1.1 - Параметры трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Воронежской энергосистемы, эксплуатируемого филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» по состоянию на 01.01.2016

№ п/п	Наименование центра питания	Трансформатор	Напряжение, кВ	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2016), лет
1	ПС 500 кВ Воронежская	АТ-1	500/110/10	250	2007	9
2		АТ-2	500/110/10	250	2002	14
3	ПС 330 кВ Лиски	АТ-1-240	330/220/35/10	240	1971	45
4		АТ-2-240	330/220/35/10	240	1984	32
5		АТ-1-200	220/110/10	200	1991	25
6		АТ-2-200	220/110/10	200	1992	24
7	ПС 220 кВ Бобров	АТ-1 200 МВА	220/110/35	125	1991	25
8		АТ-2 200 МВА	220/110/35	125	1990	26
9		Т-1	110/35/10	16	1990	26
10		Т-2	110/35/10	16	1987	29
11	ПС 220кВ Латная	АТ-2 125 МВА	220/110/35	125	1971	45
12		АТ-3 200 МВА	220/110/35	200	1977	39
13	ПС 220 кВ Южная	АТ-1 200 МВА	220/110/10	200	1985	31
14		АТ-2 135 МВА	220/110/10	135	1987	29
15		АТ-3 135 МВА	220/110/10	135	1985	31
16		Т-1	110/35/6	20	1959	57
17		Т-2	110/35/6	20	1959	57
18		Т-3	110/35/6	20	1960	56
19	ПС 220 кВ Кировская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1982	34
20		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1985	31
21	ПС 220 кВ Придонская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1979	37
22	Придонская	АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1984	32
23	ПС 220 кВ Цементник	Т-1	220/10	40	2012	4
24		Т-2	220/10	40	2012	4

Таблица 1.2 - Параметры трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Воронежской энергосистемы, эксплуатируемого филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2016

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2016), лет
1	ПС 110 кВ № 2	T-1	25	2003	13
		T-2	25	2003	13
2	ПС 110 кВ № 6	T-1	25	2000	16
		T-2	32	2003	13
3	ПС 110 кВ № 9 СХИ	T-1	40	2011	5
		T-2	40	2012	4
4	ПС 110 кВ Центральная	T-1	63	2009	7
		T-2	63	2009	7
5	ПС 110 кВ № 11 Краснолесное	T-1	5,6	1960	56
		T-2	6,3	1964	52
6	ПС 110 кВ № 14 Западная	T-1	31,5	1960	56
		T-2	31,5	1962	54
7	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	T-1	40,5	1987	29
		T-2	40,5	1963	53
		T-3	63	1966	50
8	ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная	T-1	31,5	1961	55
		T-2	31,5	1963	53
		T-3	40	1976	40
9	ПС 110 кВ № 18 Туббольница	T-1	6,3	1982	34
		T-2	6,3	1975	41
10	ПС 110 кВ № 20 Северная	T-1	40	2014	2
		T-2	40	2014	2
11	ПС 110 кВ № 21 Восточная	T-1	25	1975	41
		T-2	20	1964	52
		T-3	40	2001	15
12	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	T-1	40	1983	33
		T-2	40	1985	31
		T-3	40	2008	8
13	ПС 110 кВ № 27 РЭП	T-1	32	1971	45
		T-2	32	1971	45
		T-3	63	1987	29
14	ПС 110 кВ № 28 Тепличная	T-1	25	2015	1
		T-2	25	2015	1
15	ПС 110 кВ № 29 ДСК	T-1	25	1975	41
		T-2	25	1975	41

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2016), лет
16	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	T-1	40	1984	32
		T-2	40	2001	15
		T-3	63	2007	9
17	ПС 110 кВ № 31 Воля	T-1	16	1976	40
		T-2	25	1976	40
18	ПС 110 кВ № 32 Никольское	T-1	25	2012	4
		T-2	25	2012	4
19	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	T-1	25	2011	5
		T-2	25	2011	5
20	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	T-1	40	2011	5
		T-2	40	2015	1
21	ПС 110 кВ № 42 Полос	T-1	40	2015	1
		T-2	40	1987	29
22	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	T-1	63	1976	40
		T-2	63	2015	1
23	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	T-2	10	2015	1
24	ПС 110 кВ № 45 Калининская	T-1	63	1988	28
		T-2	63	1992	24
25	ПС 110 кВ № 47 Сомово	T-1	25	1989	27
		T-2	25	1992	24
26	ПС 110 кВ Панино	T-1	16	1971	45
		T-2	16	1975	41
27	ПС 110 кВ Прогресс	T-1	2,5	1979	37
		T-2	10	1979	37
28	ПС 110 кВ Рамонь-2	T-1	25	1992	24
		T-2	16	1978	38
29	ПС 110 кВ Ступино	T-1	10	1992	24
		T-2	6,3	1992	24
30	ПС 110 кВ Комплекс	T-1	10	1979	37
		T-2	10	1989	27
31	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	T-1	16	1974	42
		T-2	16	1987	29
32	ПС 110 кВ Нижнедевицк	T-1	16	1978	38
		T-2	16	1984	32
33	ПС 110 кВ Краснолипые	T-1	16	1967	49
		T-2	16	1974	42
34	ПС 110 кВ Ульяновка	T-1	6,3	1980	36
		T-2	6,3	1980	36
35	ПС 110 кВ Московское	T-1	10	1983	33
		T-2	10	1980	36

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2016), лет
36	ПС 110 кВ Верхняя Хава	T-1	16	1982	34
		T-2	16	1982	34
37	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	T-1	6,3	1992	24
38	ПС 110 кВ Новоусманская	T-1	25	2012	4
		T-2	25	2012	4
39	ПС 110 кВ Анна	T-1	25	1983	33
		T-2	25	1983	33
40	ПС 110 кВ Анна-2	T-1	25	1997	19
41	ПС 110 кВ Архангельское	T-1	10	1979	37
		T-2	10	1987	29
42	ПС 110 кВ Борисоглебск	T-1	25	1971	45
		T-2	25	1975	41
43	ПС 110 кВ Большевик	T-1	6,3	1979	37
44	ПС 110 кВ Восточная-1	T-1	40	1983	33
45	ПС 110 кВ Верхний Карачан	T-1	10	1992	24
		T-2	10	1992	24
46	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	T-2	6,3	1984	32
47	ПС 110 кВ Грибановка	T-1	16	1981	35
		T-2	16	1986	30
48	ПС 110 кВ Докучаево	T-1	10	1975	41
		T-2	10	1975	41
49	ПС 110 кВ Каменка	T-1	10	1990	26
		T-2	10	1977	39
50	ПС 110 кВ Листопадовка	T-1	10	1989	27
		T-2	10	1989	27
51	ПС 110 кВ Народное	T-1	16	1986	30
		T-2	10	2000	16
52	ПС 110 кВ Новохоперск	T-1	10	1975	41
		T-2	16	1983	33
53	ПС 110 кВ Рождество	T-1	6,3	1982	34
54	ПС 110 кВ Таловая-районная	T-1	16	1986	30
		T-2	16	1991	25
55	ПС 110 кВ Терновка	T-1	10	1983	33
		T-2	10	1967	49
56	ПС 110 кВ Химмаш	T-1	16	1976	40
		T-2	16	1974	42
57	ПС 110 кВ Щучье	T-1	6,3	1985	31
		T-2	6,3	1970	46
58	ПС 110 кВ Эртиль	T-1	16	2009	7
		T-2	16	1979	37

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2016), лет
59	ПС 110 кВ Калач-1	T-1	25	1989	27
		T-2	25	1978	38
60	ПС 110 кВ Калач-2	T-1	16	2007	9
		T-2	16	2007	9
61	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	T-1	16	1971	45
		T-2	16	1975	41
62	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	T-1	6,3	1979	37
		T-2	6,3	1985	31
63	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	T-1	10	1996	20
		T-2	10	1988	28
64	ПС 110 кВ Козловка	T-1	2,5	1980	36
		T-2	6,3	1991	25
65	ПС 110 кВ Филиппенково	T-1	6,3	1988	28
		T-2	6,3	1992	24
66	ПС 110 кВ Воробьевка	T-1	16	1982	34
		T-2	16	1988	28
67	ПС 110 кВ Солонцы	T-1	6,3	1970	46
		T-2	6,3	1985	31
68	ПС 110 кВ Калачеевская	T-1	6,3	1990	26
69	ПС 110 кВ Манино	T-1	16	1981	35
		T-2	16	1987	29
70	ПС 110 кВ Петропавловка	T-1	10	1980	36
		T-2	10	1986	30
71	ПС 110 кВ Верхний Мамон	T-1	16	1980	36
		T-2	10	1983	33
72	ПС 110 кВ Нижний Мамон	T-1	2,5	1980	36
		T-2	6,3	1991	25
73	ПС 110 кВ Большая Казинка	T-1	6,3	1985	31
74	ПС 110 кВ Дерезовка	T-1	6,3	1988	28
75	ПС 110 кВ Осетровка	T-1	6,3	1989	27
76	ПС 110 кВ Павловск-2	T-1	25	1986	30
		T-2	25	1981	35
77	ПС 110 кВ Богучар	T-1	16	1980	36
		T-2	16	1996	20
78	ПС 110 кВ с-з Радченский	T-1	10	1990	26
79	ПС 110 кВ Опорная	T-1	6,3	2006	10
		T-2	6,3	2006	10
80	ПС 110 кВ МЭЗ	T-1	25	1984	32
		T-2	25	1987	29

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2016), лет
81	ПС 110 кВ Давыдовка	T-1	6,3	1966	50
		T-2	6,3	1982	34
82	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	T-1	6,3	1976	40
		T-2	6,3	1984	32
83	ПС 110 кВ Лискинская	T-1	10	1988	28
		T-2	16	1980	36
84	ПС 110 кВ АНП	T-1	6,3	2009	7
		T-2	6,3	2009	7
85	ПС 110 кВ Добрино	T-1	10	1990	26
86	ПС 110 кВ Острогожск-районная	T-1	40,5	1963	53
		T-2	40,5	1963	53
87	ПС 110 кВ Коротояк	T-1	6,3	1966	50
		T-2	10	1968	48
88	ПС 110 кВ Коршево	T-1	6,3	1980	36
		T-2	6,3	1990	26
89	ПС 110 кВ Азовка	T-1	10	1981	35
90	ПС 110 кВ Шишовка	T-1	6,3	1968	48
91	ПС 110 кВ Хреновое	T-1	16	1984	32
		T-2	6,3	1978	38
92	ПС 110 кВ Россошь	T-1	16	1975	41
		T-2	16	1979	37
		T-3	40	1984	32
93	ПС 110 кВ Новая Калитва	T-1	6,3	1966	50
94	ПС 110 кВ Старая Калитва	T-1	6,3	1979	37
		T-2	6,3	1979	37
95	ПС 110 кВ Никоноровка	T-1	2,5	1976	40
		T-2	6,3	1985	31
96	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	10	1984	32
		T-2	10	1991	25
97	ПС 110 кВ Кантемировка	T-1	10	1975	41
		T-2	10	1986	30
98	ПС 110 кВ Бугаевка	T-1	16	1988	28
99	ПС 110 кВ Каменка	T-1	16	1993	23
		T-2	16	1993	23
100	ПС 110 кВ Подгорное-районная	T-1	16	1996	20
		T-2	16	1996	20
101	ПС 110 кВ Радуга	T-1	25	2015	1
		T-2	25	2015	1

Таблица 1.3 - Перечень ЛЭП 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, находящихся в эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»

№ п/п	Наименование ВЛ	Протяженность (по трассе), км	Марка провода	Длительно допустимый ток ЛЭП при 25°С, А	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2016), лет
1	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС (отпайка на Нововоронежскую АЭС)	88,43	3хАСО 480/60	2000	1959	57
2	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Воронежская	95,56	3хАС 400/51	2000	1972	44
3	ВЛ 500 кВ Бороино - Воронежская	113,3	3хАС 400/51	1960	1972	44
4	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донская №1	2,24	3хАС-330/43	2000	1974	42
5	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донская №2	1,65	3хАС-330/44	2000	1976	40
6	ВЛ 500 кВ Донская - Донбасская	334,38	3хАС 330/43	1890	1974	42
7	ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол №1	102,5	3хАС 330/43	1960	1976	40
8	ВЛ 500 кВ Донская - Елецкая	212,2	3хАС 330/44	2000	1980	36
9	ВЛ 330 кВ Лиски - Валуйки	149,8	2хАС 240/32	1000	1969	47
10	ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1	36,8	АС 300/39	710	1966	50
11	ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №2	37,227	АС-400/51	710	1987	29
12	ВЛ 220 кВ Донская - Латная	63,2	АС-240/32	605	1971	45
13	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Губкин	113,4	АС-400/64	600	1976	40
14	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Латная	59,3	АСО 240	605	1971	45
15	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая	45,2	АС-400	945	1961	55
16	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Южная с отпайкой на ПС Новая	38,2	АС-400	945	1961	55
17	ВЛ 220 кВ Новая - Южная	35,97	АС-400	825	1982	34
18	ВЛ 220 кВ Новая - Кировская	42,96	АС-400	825	1982	34
19	ВЛ 220 кВ Кировская-Пост-474-тяговая	141,2	АС-400	825	1961	55
20	ВЛ 220 кВ Южная – Усманы-тяговая	156,4	АС-500/64	945	1961	55
21	ВЛ 220 кВ Лиски - Бобров	46,5	АС 300/39	710	1978	38
22	ВЛ 220 кВ Лиски - Придонская №1 с отпайкой на ПС Цементник	116,7	АС 300/39	710	1972	44
23	ВЛ 220 кВ Лиски - Придонская №2 с отпайкой на ПС Цементник	100,4	АС 300/40	710	1972	44

№ п/п	Наименование ВЛ	Протяженность (по трассе), км	Марка провода	Длительно допустимый ток ЛЭП при 25°С, А	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2016), лет
24	ВЛ 220 кВ Лиски - Бобров	46,5	АС-300	710	2008	8
25	КЛ 220 кВ Донская - Новая №1	1,9	Тайхан (Корея) CU/XLPE/CWS/FO/ AL-FOIL/HDPE 1CX1600SQMM 220KV	825	2015	1
26	КЛ 220 кВ Донская - Новая №2	1,92		825	2015	1

Таблица 1.4 - Перечень ЛЭП 110 кВ энергосистемы Воронежской области, находящихся в эксплуатации филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации (на 01.01.2016), лет
1	ВЛ 110 кВ Придонская – Зориновка-тяговая с отпайкой на ПС Кантемировка	75,34	1963	53
2	ВЛ 110 кВ Старая Калитва-1	36,1	1978	38
3	ВЛ 110 кВ Придонская – Казинка с отпайкой на ПС Старая Калитва (ВЛ 110 кВ Старая Калитва-2)	50,5	1978	38
4	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС-Бобров №1,2 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-1,2)	128,8	1963	53
5	ВЛ 110 кВ Бобров-Анна №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-1)	57	1964	52
6	ВЛ 110 кВ Бобров-Анна №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-2)	57	1974	42
7	ВЛ 110 кВ Бобров – Бобров-тяговая	12	1966	50
8	ВЛ 110 кВ Бобров – Таловая-районная с отпайкой на ПС Хреновое (ВЛ 110 кВ Бобров – Таловая-районная)	57,5	1966	50
9	ВЛ 110 кВ Лиски – Острогожск-районная с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожская-2)	47,9	1967	49
10	ВЛ 110 кВ Лиски-АНП	4,2	1967	49
11	ВЛ 110 кВ Острогожск-районная – АНП с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожск-АНП)	43,5	1967	49
12	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная I,II цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-1,2)	81,82	1967	49
13	ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка	114,9	1964	52
14	ВЛ 110 кВ Каменка – Подгорное-тяговая			52

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации (на 01.01.2016), лет
15	ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное-тяговая с отпайкой на Подгоренский цемзавод (ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное-тяговая)			52
16	ВЛ 110 кВ Райновская-1,2	31,1	1963	53
17	ВЛ 110 кВ Россось-1,2	20,2	1964	52
18	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая №1,2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-1,2)	75,68	1963	53
19	ВЛ 110 кВ Лиски-Лиски-тяговая №1,2 (ВЛ 110 кВ Блочная-1,2)	7	1963	53
20	ВЛ 110 кВ Павловская-1,2	126,2	1980	36
21	ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3)	51,1	1983	33
22	ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск №1,2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1,2)	51,2	1962	54
23	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Восточная-1	5,1	1983	33
24	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – НС-7 с отпайкой на ПС Большевик (ВЛ 110 кВ Елань Колено – НС-7)	16,45	1966	50
25	ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7 с отпайкой на ПС Новохоперск (ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7)	106,9	1966	50
26	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Половцево-тяговая с отпайками (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Половцево)	57,1	1966	50
27	ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево-тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево)	45,1	1966	50
28	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Таловая-тяговая (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Таловая-тяговая)	44,4	1967	49
29	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка №1 (ВЛ 110 кВ Грибановка-1)	19,2	1982	34
30	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка №2 (ВЛ 110 кВ Грибановка-2)	19,2	1982	34
31	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка №2 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-2)	36,3	1963	53
32	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка №1 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-1)	41,5	1982	34
33	ВЛ 110 кВ Анна – Щучье	32,2	1966	50
34	ВЛ 110 кВ Щучье – Эртиль	31,8	1966	50
35	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Архангельское (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Архангельское)	67,4	1979	37
36	ВЛ 110 кВ Архангельское – Эртиль	56,5	1979	37
37	ВЛ 110 кВ Грибановка – Верхний Карачан	18,86	1994	22
38	ВЛ 110 кВ Верхний Карачан – Листопадовка	24,13	1993	23
39	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Листопадовка (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Листопадовка)	36,79	1994	22
40	ВЛ 110 кВ Докучаево-1	25,7	1974	42

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации (на 01.01.2016), лет
41	ВЛ 110 кВ Химмаш-1,2	4,6	1976	40
42	ВЛ 110 кВ Таловая-тяговая – Таловая-районная	6,5	1986	30
43	ВЛ 110 кВ Байчурово-тяговая – Каменка (ВЛ 110 кВ Байчурово-Каменка)	0,3	1978	38
44	ВЛ 110 кВ Докучаево-2	29	1993	23
45	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Бобров-тяговая с отпайкой на ПС Хреновое (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Бобров-тяговая)	41,6	1967	49
46	ВЛ 110 кВ Анна – Анна-2 (ВЛ 110 кВ Анна-3)	3,99	1994	22
47	ВЛ 110 кВ Анна-2 – Таловая-районная	64,65	1998	18
48	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Манино	34,74	1987	29
49	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка 1 – Филиппенково	4,6	1966	50
50	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Осетровка	19,27	1978	38
51	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Филиппенково с отпайками (ВЛ 110 кВ Калач-1 – Филиппенково)	55,48	1966	50
52	ВЛ 110 кВ Новая Калитва – Опорная с отпайкой на ПС Дерезовка (ВЛ 110 кВ Новая Калитва – Опорная)	43,28	1988	28
53	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Казинка	25,92	1977	39
54	ВЛ 110 кВ Манино – Искра	25,72	1993	23
55	ВЛ 110 кВ Опорная – Осетровка с отпайкой на ПС Богучар (ВЛ 110 кВ Опорная – Осетровка)	27,49	1978	38
56	ВЛ 110 кВ Нижний Мамон – Петропавловка	36,98	1979	37
57	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Нижний Мамон	11,98	1979	37
58	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Верхний Мамон	65,7	1980	36
59	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2)	57,4	1963	53
60	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1)	58,4	1979	37
61	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Бутурлиновка-1	4,68	1963	53
62	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Калач-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2-Калач-2)	60,28	1983	33
63	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калач-2	7,68	1983	33
64	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калачевская	10,32	1990	26
65	ВЛ 110 кВ Петропавловка – Калачевская	39,9	1990	26
66	ВЛ 110 кВ Опорная – с/з Радченский	37,04	1991	25
67	ВЛ 110 кВ Опорная – Богучар	3,27	1991	25
68	ВЛ-110-1	46,18	1980	36
69	ВЛ-110-2	43,69	1980	36
70	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная №3 с отпайками (ВЛ-110-3)	29,92	1959	57
71	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная №4 с отпайками (ВЛ-110-4)	4,7	1959	57
72	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – ДСК №5 с отпайками	14,92	1959	57

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации (на 01.01.2016), лет
	(ВЛ-110-5)			
73	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Западная №6 с отпайками (ВЛ-110-6)	14,92	1959	57
74	ВЛ 110 кВ ДСК – Западная №6А (ВЛ-110-6А)	2,3	1964	52
75	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК №7 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-7)	18,82	1989	27
76	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК №8 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-8)	18,82	1989	27
77	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК №9 с отпайками (ВЛ-110-9)	29,79	1964	52
78	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК №10 с отпайками (ВЛ-110-10)	29,79	1964	52
79	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №11 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-11)	21,67	1965	51
80	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №12 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-12)	21,67	1965	51
81	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК №13 с отпайками (ВЛ-110-13)	7,07	1963	53
82	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК №14 с отпайками (ВЛ-110-14)	7,07	1963	53
83	ВЛ-110-15	7,9	1968	48
84	ВЛ-110-16	7,9	1968	48
85	ВЛ-110-17	51	1968	48
86	ВЛ 110 кВ Анна – Прогресс (ВЛ-110-18)	17,5	1971	45
87	ВЛ-110-19	7,2	1973	43
88	ВЛ 110 кВ Верхняя Хава – Панино (ВЛ-110-20)	44,4	1995	21
89	ВЛ-110-21,22	12,2	1988	28
90	ВЛ 110 кВ №23 Воронежская ТЭЦ-1 – ПС №6 с отпайкой на ПС №2 (ВЛ-110-23)	5,3	1988	28
91	ВЛ 110 кВ №24 Воронежская ТЭЦ-1 – ПС №6 с отпайкой на ПС №2 (ВЛ-110-24)	5,3	1988	28
92	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25)	24,5	1976	40
93	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)	24,5	1976	40
94	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №27 с отпайками (ВЛ-110-27)	6,25	1976	40
95	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28)	6,25	1976	40
96	ВЛ-110-29	52,86	1977	39
97	ВЛ-110-30	52,86	1977	39
98	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ №31 (ВЛ-110-31)	5	1977	39
99	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ №32 (ВЛ-110-32)	5	1977	39
100	ВЛ-110-34	2,4	1995	21
101	ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава №35 с отпайками (ВЛ-110-35)	40,05	1982	34
102	ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава №36 с отпайками (ВЛ-110-36)	40,05	1982	34
103	ВЛ 110 кВ Панино – Прогресс (ВЛ-110-37)	11	1971	45

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Протяженность, км	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации (на 01.01.2016), лет
104	ВЛ-110-38	20,22	1995	21
105	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная №39 с отпайкой на ПС ВШЗ-2 (ВЛ-110-39)	8,52	1983	33
106	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная №40 с отпайкой на ПС ВШЗ-2 (ВЛ-110-40)	8,52	1983	33
107	ВЛ-110-41,42	9,6	1987	29
108	ВЛ-110-43	4,1	1987	29
109	ВЛ-110-44	4,9	1987	29
110	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №45 (ВЛ-110-45)	19,3	1986	30
111	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №46 (ВЛ-110-46)	19,3	1986	30
112	ВЛ-110-47,48	70,2	1988	28
113	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка №49 с отпайками (ВЛ-110-49)	17,5	1976	40
114	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка №50 с отпайками (ВЛ-110-50)	17,5	1976	40
115	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка №51 с отпайками (ВЛ-110-51)	20,16	1965	51
116	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка №52 с отпайками (ВЛ-110-52)	20,16	1965	51
117	ВЛ 110 кВ Колодезная-1, Колодезная-2	32	2004	12
118	КЛ 110 кВ Калининская – Центральная №1 и №2	3,4	2010	6
119	КЛ 110 кВ №2 – Центральная №1 и №2	6,83	2013	3
120	КЛ Погорное – Студенческая №1 и №2	12,1	2015	1

Таблица 1.5 - Перечень потребительских подстанций (включая подстанции ОАО «РЖД») на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2016.

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА
Воронежский участок				
1	ПС 110кВ АВИО	ПАО «ВАСО»	Т-1	25
2			Т-2	25
3	ПС 110кВ ГОО	ООО «УГМК Рудгормаш - Воронеж»	Т-1	16
4			Т-2	25
5	ПС 110кВ ВЗР	ОАО «ВЭКС» Воронежский экскаватор	Т-1	40
6			Т-2	32
7	ПС 110кВ №17 КБХА	АО «КБХА»	Т-1	63
8			Т-2	63
9	ПС 110кВ ППС	АО «Юго-Запад транснефтепродукт»	Т-1	10
10			Т-2	10
11	ПС 110кВ	АО «Концерн	Т-1	10

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА
	Строительная	Росэнергоатом»		
12	ПС 110кВ	АО «Концерн	T-1	10
13	Жилпоселковая	Росэнергоатом»	T-2	10
14	ПС 110кВ ГПП-1	АО	T-1	31,5
15		«Воронежсинтезкаучук»	T-2	31,5
16	ПС 110кВ ГПП-2	АО	T-1	32
17		«Воронежсинтезкаучук»	T-2	32
18	ПС 110кВ ГПП-3	АО	T-1	32
19		«Воронежсинтезкаучук»	T-2	32
20	ПС 110кВ ГПП-4	АО	T-1	25
21		«Воронежсинтезкаучук»	T-2	25
22	ПС 110кВ ЗАК	ООО «ТеплоЭнергоГаз»	T-1	40
23			T-2	25
24	ПС 110кВ Воронежстальмост	ЗАО «Воронежстальмост»	T-1	6,3
25			T-2	6,3
26	ПС 110кВ №48 Дружба	ОАО «Видеофон»	T-1	25
27			T-2	25
28	ПС 110кВ Жилзона	АО	T-1	25
29		«Концерн Росэнергоатом»	T-2	25
30	ПС 110кВ Заводская	ООО «Бунге СНГ»	T-1	10
31			T-2	10
32	ПС 110кВ Подгорная-2	ООО «Стройинвест Лайн»	T-1	25
33			T-2	25
34	ПС 110кВ Отрожка- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
35			T-2	40
36	ПС 110кВ Колодезная- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
37			T-2	40
38	ПС 110кВ Коминтерновская	ООО «Крона»	T-1	40
39			T-2	31,5
40			T-3	31,5
41	ПС 110кВ Индустриальная	АО «ВИНКО»	T-1	40
42			T-2	40
Лискинский участок				
43	ПС 110кВ ЗМЗ	ЗАО «Лискимонтажконструкция»	T-1	16
44			T-2	16
45	ПС 110кВ РЭАЗ	МУП «Росошанская горэлектросеть»	T-1	10
46			T-2	10
47	ПС 110кВ Подгоренский цементзавод	ЗАО «Подгоренский цементник»	T-1	10
48			T-2	10
49	ПС 110кВ Кислотная	АО «Минудобрения»	T-1	40
50			T-2	40

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА
51	ПС 110кВ Азотная	АО «Минудобрения»	T-1	63
52			T-2	63
53	ПС 110кВ НС-8	ОАО «Трансаммиак»	T-1	6,3
54			T-2	6,3
55	ПС 110кВ Лиски-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40,5
56			T-2	40
57			T-3	40
58	ПС 110кВ Острогожск-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
59			T-2	40
60	ПС 110кВ Журавка-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
61			T-2	40
62	ПС 110кВ Райновская-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
63			T-2	40
64	ПС 110кВ Подгорное-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
65			T-2	40
66	ПС 110кВ Евдаково-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
67			T-2	40
68	ПС 110кВ Строительная НВАЭС-2	АО «Концерн Росэнергоатом»	T-1	10
69			T-2	10
Борисоглебский участок				
70	ПС 220кВ Бобров-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
71			T-2	40
72	ПС 110кВ НС-7	ОАО «Трансаммиак»	T-1	6,3
73			T-2	6,3
74	ПС 110кВ Байчурово-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
75			T-2	40
76	ПС 110кВ Поворино-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
77			T-2	20
78	ПС 110кВ Таловая-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
79			T-2	40
80	ПС 110кВ Елань Колено-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
81			T-2	40
82	ПС 110 кВ Половцево-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
83			T-2	20
Калачеевский участок				
84	ПС 110кВ Павловск-2	ОАО «Павловск Неруд»	T-1	25
85			T-2	25
86	ПС 110кВ Павловск-4	ОАО «Павловск Неруд»	T-1	40
87			T-2	16
88			T-3	16
89			T-4	40

Таблица 1.6 - Перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2016

№ п/п	Наименование электростанции	Собственник	Трансформатор	Напряжение, кВ	Номинальная мощность, МВА
1	Нововоронежская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	АТ-1	220/110/6	200
2			АТ-3	220/110/6	200
3			Т-9	220/15,75	250
4			Т-10	220/15,75	250
5			АТ-11	500/220/15,75	501
6			АТ-12	500/220/15,75	501
7			АТ-13	500/20	630
8			АТ-14	500/20	630
9			20Т	110/6	31,5
10			30Т	220/6	32
11			60Т	110/6	32
12	ПС 500 кВ Новая	АО «Концерн Росэнергоатом»	АТ-15	500/220/10	501
13			АТ-16	500/220/10	501
14			70Т	220/6	63
15	ПС 500 кВ Донская	АО «Концерн Росэнергоатом»	АТ1	500/220	500
16			АТ2	500/220	500
17	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Т-3	110/35/6	40
18			Т-4	110/35/6	40
19			Т-5	110/6	40
20			Т-6	110/6	40,5
21			Т-7	110/35/6	40,5
22			ТСВ-3	110/6	25
23			Т-9	110/6	40
24	Воронежская ТЭЦ-2	ПАО «Квадра»	Т-1	110/10	63
25			Т-2	110/10	63
26			Т-3	110/10	40
27			ТС-1	110/6	20
28			ТС-2	110/35/6	15
29			ТС-3	110/6	25

Принятые сокращения

АТ – автотрансформатор;
АО – аварийное отключение;
АОДС – автоматика опережающего деления сети;
АЭС – атомная электростанция;
БСК – батарея статических конденсаторов;
В – выключатель;
ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
ВЛ – воздушная линия;
ВРП – валовый региональный продукт;
ГВС – горячее водоснабжение;
ДДТН – длительно допустимый ток нагрузки;
ДЗО – дочерние и зависимые общества;
ЕЭС – единая энергетическая система;
ЗАО – закрытое акционерное общество;
кВт – киловатт;
кВт·ч – киловатт в час;
КЛ – кабельная линия;
ЛЭП – линия электропередачи;
МВА – мегавольтампер;
Мвар – мегавар;
МВт – мегаватт;
МКП – муниципальное казенное предприятие;
МУП – муниципальное унитарное предприятие;
НПО – научно-производственное объединение;
ОАО – открытое акционерное общество;
АО – акционерное общество;
ОКВЭД – общероссийский классификатор видов экономической деятельности;
ООО – общество с ограниченной ответственностью;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОЭС – объединенная энергетическая система;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПГУ – парогазовая установка;
ПТЭ – правила технической эксплуатации;
ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей;
ПС – подстанция;
РДУ – региональное диспетчерское управление;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РПН – регулирование под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
СВ – секционный выключатель;
СВМ – схема выдачи мощности;
сек. – секция шин;
СМР – строительно-монтажные работы;
СШ – система шин;
т у.т. – тонна условного топлива
ТКЗ – ток короткого замыкания;

Т – трансформатор;
ТТ – трансформатор тока;
ТП – технологическое присоединение;
ТУ – технические условия;
ТЭР – топливно-энергетический ресурс;
ТЭС – тепловая электростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
уч. – участок;
ФГУП – федеральное государственное унитарное предприятие;
ЦП – центр питания;
ШСВ – шиносоединительный выключатель;
 $I_{длtn}$ – длительно допустимый ток нагрузки;
УВном – номинальное напряжение высшей обмотки;
 $I_{о. ном}$ – номинальный ток отключения выключателя;
 $I_{ном}$ – номинальный ток.

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2017-2021 ГОДЫ
КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ГОРОДА ВОРОНЕЖА
В СООТВЕТСТВИИ С БАЗОВЫМ ПРОГНОЗОМ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ



Разработанный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемый к вводу (реконструкции) в 2017-2021 годах

№ п/п	Наименование проекта (содержательное наименование объекта)	Параметры	Рекомендуемый год реализации
1	ВЛ 220 кВ Воронежская АЭС-2 - Бузульская с ПС 220 кВ Бузульская	120,3 км, 120 МВА	2018
2	Реконструкция ПС 110 кВ Бузульска-2, монтаж 2 выходящих ВЛ 110 кВ	-	2018
3	Строительство ВЛ 110 кВ ПС 220 кВ Воронежская - ПС 110 кВ Бузульска-2, линия 1,2	0,34 км, 0,43 км	2018
4	ВЛ 500 кВ Воронежская АЭС-2 - Стрипа Обьин 500 кВ реконструкция ПС 500 кВ Стрипа Обьин	42 км	2018
5	ПС 330 кВ Липецк, монтаж 2 ЛЭ	200 МВА	2019
6	Реконструкция ПС 220 кВ Троицко-Ильинская с мощностью 7,2	40 МВА	2017
7	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1. Установка высоковольтной выключателя ВУВ 110/10-6-10/10-20/20	-	2017
8	Реконструкция ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ Волж с установкой 10 выходящих линий и порывов ВЛ 110-10-6-10/10-20/20	4,61 км, 3,61 км	2017
9	Строительство ПС 110 кВ Стрипа в границах земель от ВЛ 110-20-38 на ПС 110 кВ Стрипа	2,40 МВА, 2,40 км	2017
10	Ввод в эксплуатацию ПС 110 кВ Стрипа	-	2018
11	3-й и 4-й этажи Устаповка 2, монтаж электростанции ПС 220 кВ Липецк в границах земель от ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Липецк на земель ПС 110 кВ Бузульска	2 электростанции 110 кВ, 2,47 км	2018
12	Строительство ПС 110 кВ Стрипа со мощностью ВЛ 110 кВ Воронежская - Стрипа 201,2	201,2 МВА, 201,2 км	2019
13	Установка 2 выходящих ВЛ 110 кВ на ПС 220 кВ Воронежская	2 выходящих ВЛ 110 кВ	2017
14	КСВ 110 кВ Липецк - Ровно, Установкой выключателя 110 кВ на ПС 220 кВ Липецк	3,1 км, 1 выходящая ВЛ 110 кВ	2017
15	Строительство ПС 110 кВ Стрипа со мощностью от ОРУ 110 кВ Воронежская - Воронежская 201,2	201,2 МВА, 201,2 км	2017
16	Замена ПС 110 кВ Воронежская - Воронежская 201,2	201,2 МВА, 201,2 км	2017
17	Реконструкция ПС 110 кВ Воронежская с мощностью на электростанции ПС 110 кВ Воронежская трансформаторов 2х2х110 кВ и установка электростанции на ВЛ 110-10-6-10/10-20/20	2х110 МВА, 2х110 км	2017
18	Реконструкция ПС 110 кВ Стрипа с мощностью 20 МВА на 63 МВА трансформатора Т-1 и 2-х выходящих ВЛ 110 кВ	20 МВА, 20 км	2017
19	Реконструкция ПС 110 кВ Стрипа с мощностью 10 МВА на 20 МВА трансформатора Т-1, 2-х выходящих ВЛ 110 кВ	10 МВА, 10 км	2017
20	Реконструкция ПС 110 кВ Бузульска с мощностью 10 МВА на 20 МВА трансформатора Т-1, 2-х выходящих ВЛ 110 кВ	10 МВА, 10 км	2017
21	Замена на ПС 220 кВ Липецк существующих выходящих ВЛ 110 кВ на выходящих с повышенной пропускной способностью на электростанции ПС 110 кВ Липецк 100 лет выходящих ВЛ 110 кВ на выходящих с повышенной пропускной способностью на электростанции ПС 110 кВ	-	2017
22	Замена на ПС 110 кВ Стрипа существующих выходящих ВЛ 110 кВ на выходящих с повышенной пропускной способностью на электростанции ПС 110 кВ	-	2017

Условные обозначения

Электросетевые объекты	
Существующие	Намечаемые
ВЛ 110 кВ	ВЛ 110 кВ
ВЛ в 2-цепном исполнении	ВЛ в 2-цепном исполнении
КЛ 110 кВ	КЛ 110 кВ
ВЛ 220 кВ	ВЛ 220 кВ
ВЛ 330 кВ	ВЛ 330 кВ
ВЛ 500 кВ	ВЛ 500 кВ
Демонтируемая ВЛ	Демонтируемая ВЛ
ПС 500 кВ	ПС 500 кВ
ПС 330 кВ	ПС 330 кВ
ПС 220 кВ	ПС 220 кВ
ПС 110/20-6 кВ	ПС 110/20-6 кВ
ПС 110/10-6 кВ	ПС 110/10-6 кВ
Абонентские ПС 110/10-6 кВ	Абонентские ПС 110/10-6 кВ
Абонентские ПС 110/10-6 кВ	Абонентские ПС 110/10-6 кВ
ТЭС	ТЭС

