



УКАЗ
ГУБЕРНАТОРА ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ

от 18 ноября 2017 г.

№408-у

г. Воронеж

**Об утверждении схемы и
программы перспективного
развития электроэнергетики
Воронежской области
на 2018 – 2022 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить прилагаемую схему и программу перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2018 – 2022 годы.
2. Признать утратившим силу указ губернатора Воронежской области от 10 ноября 2016 года № 410-у «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2017 – 2021 годы».
3. Настоящий указ вступает в силу с 01 января 2018 года.
4. Контроль за исполнением настоящего указа возложить на заместителя председателя правительства Воронежской области Шабалатова В.А.

Исполняющий обязанности
губернатора Воронежской области



Г.И. Макин

УТВЕРЖДЕНА
указом губернатора
Воронежской области

от 13 ноября 2017 г. № 408-у

**Схема и программа перспективного
развития электроэнергетики
Воронежской области на 2018 – 2022 годы**

Введение

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2018 – 2022 годы (далее – СиПРЭ Воронежской области) разработана в соответствии с Правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 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 09.11.2010 № АШ-369пр), Правилами устройства электроустановок (далее - ПУЭ) (7-е издание), Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 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, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- 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 сформирована на основании:

- Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2017–2023 годы;
- 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 АО «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 содержит 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 о перспективном развитии электроэнергетики Воронежской области.

СиПРЭ Воронежской области подлежит к использованию в качестве:

- основы для разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний;
- основы для разработки схем выдачи мощности региональных электростанций.

1. Общая характеристика Воронежской области

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

Воронежская область 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 01.01.2017 составляла 2335,408 тыс. чел. Удельный вес городского населения – 67,3 %, плотность населения 44,7 чел./км².

Административный центр области – город Воронеж – расположен в 587 км к югу от Москвы. Число муниципальных районов – 31, число городских округов – 3. Городские и сельские поселения Воронежской области с численностью населения более 5 тыс. чел. 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 01.01.2017)

Административно-территориальные единицы	Численность (тыс. человек)
Городской округ город Воронеж	1039,801
Борисоглебский городской округ	74,154
Городской округ город Нововоронеж	31,607
Аннинское городское поселение	16,438
Городское поселение - город Бобров	21,269
Хреновское сельское поселение	5,032
Городское поселение - город Богучар	11,295
Бутурлиновское городское поселение	24,721
Верхнемамонское сельское поселение	7,699
Верхнехавское сельское поселение	8,598
Углянское сельское поселение	6,079
Воробьёвское сельское поселение	6,290
Грибановское городское поселение	15,169
Городское поселение - город Калач	19,592
Заброденское сельское поселение	9,172
Каменское городское поселение	8,375
Кантемировское городское поселение	11,103
Митрофановское сельское поселение	5,493
Колодезянское сельское поселение	6,620
Городское поселение - город Лиски	54,480
Давыдовское городское поселение	6,155
Нижнедевицкое сельское поселение	5,646
Воленское сельское поселение	8,004
Орловское сельское поселение	5,340
Отраденское сельское поселение	8,195
Усманское 1-е сельское поселение	15,375
Усманское 2-е сельское поселение	19,268
Городское поселение - город Новохоперск	17,016
Коленовское сельское поселение	5,842

Административно-территориальные единицы	Численность (тыс. человек)
Ольховатское городское поселение	12,913
Городское поселение - город Острогожск	33,637
Городское поселение - город Павловск	25,047
Воронцовское сельское поселение	5,185
Панинское городское поселение	6,397
Городское поселение - город Поворино	17,095
Песковское сельское поселение	6,487
Подгоренское городское поселение	9,742
Рамонское городское поселение	9,533
Айдаровское сельское поселение	5,069
Репьевское сельское поселение	5,477
Городское поселение - город Россошь	62,884
Городское поселение - город Семилуки	26,797
Латненское городское поселение	7,379
Девицкое сельское поселение	5,780
Землянское сельское поселение	5,367
Таловское городское поселение	11,485
Терновское сельское поселение	5,356
Хохольское городское поселение	12,499
Городское поселение - город Эртиль	11,955

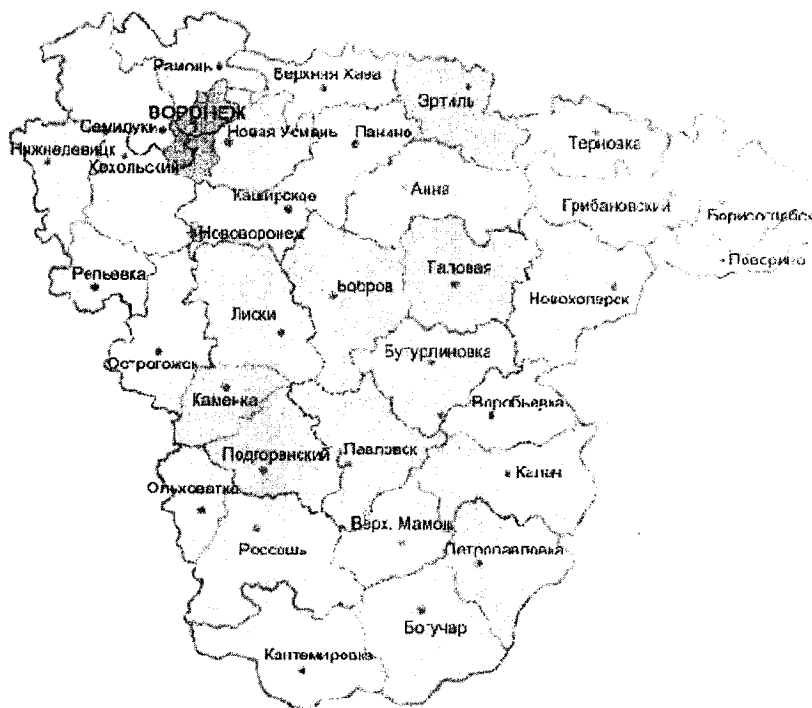


Рисунок 1 - Административно-территориальное деление Воронежской области

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. На северо-западе выпадает от 450 мм осадков, 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 России, Северного Кавказа и Украины, через нее проходят грузопотоки с юга России в Центр Европейской части. В 2017 году введена в эксплуатацию железнодорожная линия в обход Украины – двухпутная электрифицированная железнодорожная линия протяженностью 137,5 км в стороне от государственной границы России и Украины, которая в перспективе рассматривается в качестве элемента инфраструктуры проектируемой высокоскоростной магистрали «Москва – Адлер». 07.08.2017 открыто рабочее движение. 20.09.2017 открыто регулярное грузовое движение. Эксплуатационная длина железнодорожных путей Юго-Восточной железной дороги (ЮВЖД) филиала ОАО «Российские железные дороги» в границах Воронежской области составляет 1 286 км (в т.ч. 858 км электрифицированных путей).

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 – 20,46 %; обрабатывающие производства – 14,5 %, сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство – 15,3 %, операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг – 16,13 %, транспорт и связь – 7,6 %.

Таблица 2 - Структура ВРП Воронежской области по видам экономической деятельности за 2015 год¹

Вид экономической деятельности	Доля в структуре валового регионального продукта, в процентах
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	15,3
Добыча полезных ископаемых	0,45
Обрабатывающие производства	14,5
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	2,92
Строительство	8,84
Оптовая и розничная торговля; ремонт автотранспортных средств, мотоциклов, бытовых изделий и предметов личного пользования	20,46
Гостиницы и рестораны	0,78
Транспорт и связь	7,6
Финансовая деятельность	0,24
Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг	16,13
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; обязательное социальное страхование	4,67

¹ Данные за 2016 год на момент разработки настоящей работы отсутствуют.

Вид экономической деятельности	Доля в структуре валового регионального продукта, в процентах
Государственное управление и обеспечение военной безопасности; обязательное социальное страхование	4,67
Образование	3,63
Здравоохранение и предоставление социальных услуг	3,42
Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	1,05

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. Воронеже.

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. Она представлена в основном сахарной, хлебопекарной, мясной, молочной и маслосебяно-жировой отраслями. Компания ООО «Продимекс-Холдинг» занимает ведущее место в производстве сахарного песка, в его состав входят сахарные заводы в Новохоперском, Калачеевском, Панинском, Хохольском, Ольховатском, Аннинском районах, а также в г. Эртиле и г. Лиски. Значительную долю рынка молочных продуктов занимает АО «Молвест». Компании принадлежат молочные заводы в г. Воронеж, 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 – ОАО «Воронежская кондитерская фабрика» - расположена в г. Воронеже.

Крупнейшими предприятиями химической промышленности являются АО «Минудобрения», АО «Воронежсинтезкаучук», ЗАО «Воронежский шинный 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», Воронежский механический завод - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева», ООО УК «Рудгормаш», Воронежский вагоноремонтный завод - филиал АО «Вагонремаш», Воронежский тепловозоремонтный завод – филиал АО «Желдорремаш», АО

«Борхиммаш». ПАО «ВАСО» специализируется на выпуске гражданских магистральных лайнеров, производит самолеты ИЛ-96, АН-148, комплектующие к SSJ-100. Воронежский механический завод - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М.В. Хруничева» изготавливает двигатели для ракет-носителей, долговременных орбитальных станций. ООО УК «Рудгормаш» – 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 составляют 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 сельскохозяйственных машин и оборудования);
- ООО «Сименс Трансформаторы» (завод по производству силовых трансформаторов);
- ООО УСК «СпецСтальТехМонтаж» (завод по производству металлоконструкций);
- АО «ОФС РУС ВОКК» (завод по производству волоконно-оптического кабеля связи);
- ООО «ВЫБОР-ОБД» (завод объемно-блочного домостроения);
- ООО «Армакс групп» (строительство производственно-логистического комплекса);
- ООО ПК «Ангстрем» (производственный комплекс по производству мебели);
- ООО «ЛС» (проект специализированного логистического комплекса для семенной продукции и средств защиты растений);
- ООО «Парк А» (реализация проекта логистического комплекса);
- АО «ЭМ-СИ-ВОРОНЕЖ» (создание завода по выпуску стекла первого гидролитического класса для фармацевтической промышленности);
- ООО «Бионорика Фармасьютикалс» (проект строительства завода по производству фитопрепаратов);

- ООО «АтлантикПак-Имущественный комплекс» (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 «Лискивормет» (завод по производству металлоконструкций);
- ОАО «Лиски-Металлист» (производство строительных конструкций и теплообменного оборудования);
- Лискинский завод «Спецжелезобетон» - филиал АО «БелЭлТранс» (производство шпал и брусьев стрелочных переводов);
- АО «Лискигазосиликат» (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 г. 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 порядка 6-15 км от г. 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 ГУ НПО «Стройтехавтоматика» (строительство научно-производственной базы. Сборка мобильных бетоносмесительных узлов, производство автоматических линий и оборудования);
- ООО «Киносарг» (строительство завода по производству мостовых конструкций).

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 30.12.1959. 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 01.09.2017 в электроэнергетическом комплексе Воронежской области эксплуатируются и обслуживаются 174 ЛЭП класса напряжения 110 кВ и выше с суммарной протяженностью 6 388,3 км, 165 трансформаторных подстанций напряжением 110 кВ и выше с суммарной установленной мощностью трансформаторов 13 866 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 г. 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 – Усманы-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 АО «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 2 862,3 МВт (по состоянию на 01.09.2017), в том числе:

- Нововоронежская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом») суммарной установленной мощностью 2 597,3 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 электросетевыми и сбытовыми компаниями (по состоянию на 01.01.2016):

- 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»;
- ОАО «Сибурэнергоменеджмент»;
- АО «АтомСбыт»;
- Воронежский филиал ООО «ЭнергоЭффективность»;
- АО «Оборонэнергосбыт» (Воронежско-Курско-Белгородское отделение);
- ООО «РусэнергоСбыт»;
- ООО «МежрегионСбыт»;
- ООО «ГРИНН энергосбыт»;
- ООО «Транснефтьэнерго».

3. Перечень основных крупных потребителей

Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе с указанием потребления электрической энергии и максимальной мощности за 2012–2016 годы представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Потребление электроэнергии и максимальной мощности основными потребителями Воронежской области

Наименование потребителя	2012 год		2013 год		2014 год		2015 год		2016 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»	930,6	97	872,4	131	839,8	130	701,4	87	634,0	84
АО «Воронежсинтезкаучук»	313,1	44	308,5	44	290,0	44	262,1	40	261,0	37
АО «Минудобрения»	390,2	57	373,4	55	364,6	60	387,0	70	398,0	65
АО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп» - Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	1,3	8	48,5	32	133,3	32	143,0	32	157,0	30

4. 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 21.12.2016 приведены в таблице 4. На основании анализа загрузки трансформаторов ЦП 220 кВ и выше, находящихся в ведении филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС», максимальная нагрузка трансформаторов в день зимнего контрольного замера 2016 года не превышала 65,7% от $S_{ном}$.

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 Верхняя Хава;
- ПС 110 кВ № 31 Воля;
- ПС 110 кВ Нижний Мамон.

Таблица 4 – Загрузка центров питания, находящихся в ведении филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»

№ п/п	Наименование центра питания	Трансформатор	Напряжение (кВ)	Номинал (МВА)	Загрузка в замерный день 21.12.2016 (МВА)	Коэффициент загрузки оборудования (%)
1	ПС 500 кВ Воронежская	АТ-1	500/110/10	250	95,5	38,2
		АТ-2	500/110/10	250	96,9	38,8
2	ПС 220 кВ Придонская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	65,2	32,6
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	104,1	52,1
3	ПС 330 кВ Лиски	АТ-1-240	330/220/35/10	240	52,4	21,8
		АТ-2-240	330/220/35/10	240	49,7	20,7
		АТ-1-200	220/110/10	200	67,9	34,0
		АТ-2-200	220/110/10	200	87,4	43,7
4	ПС 220 кВ Бобров	АТ-1 125 МВА	220/110/35	125	Откл.	-
		АТ-2 125 МВА	220/110/35	125	62,0	49,6
		Т-1	110/35/10	16	6,1	38,1
		Т-2	110/35/10	16	3,5	21,9
5	ПС 220кВ Латная	АТ-2 125 МВА	220/110/35	125	47,5	38,0
		АТ-3 200 МВА	220/110/35	200	115,7	57,9
6	ПС 220 кВ Южная	АТ-1 200 МВА	220/110/10	200	131,3	65,7
		АТ-2 135 МВА	220/110/10	135	85,3	63,2
		АТ-3 135 МВА	220/110/10	135	Откл.	-
7	ПС 220 кВ Кировская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	103,3	51,7
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	103,7	51,9

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

Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Суммарная установленная мощность трансформаторов	Существующая максимальная нагрузка по замерам (МВА)	Резерв мощности на основании замеров режимного дня (МВА)	Мощность по актам об осуществлении ТП, за последние 3 года (МВт)	Мощность по договорам ТП, находящимся на исполнении (МВт)	Текущий статус
ПС 110 кВ № 2	126	23,82	42,33	20,87	13,52	открыт
ПС 110 кВ № 6	57	24,18	2,07	4,74	0,00	открыт
ПС 110 кВ № 9 СХИ	80	41,10	0,90	18,36	0,00	открыт
ПС 110 кВ Студенческая	32	14,75	2,05	15,49	2,76	открыт
ПС 110 кВ № 14 Западная	63	14,34	18,74	12,36	3,80	открыт
ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная	103	64,95	1,20	2,24	1,30	открыт
ПС 110 кВ № 18 Туббольница	12,6	3,45	3,17	2,18	0,18	открыт
ПС 110 кВ № 20 Северная	80	35,47	6,53	10,01	0,00	открыт
ПС 110 кВ № 21 Восточная	85	47,45	-0,20	5,94	1,41	закрыт
ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	120	52,66	31,34	12,19	5,89	открыт
ПС 110 кВ № 27 РЭП	127	61,40	5,80	8,60	0,80	открыт
ПС 110 кВ № 28 Тепличная	50	16,48	9,77	5,91	1,40	открыт
ПС 110 кВ № 29 ДСК	50	29,99	-3,74	18,35	0,19	закрыт
ПС 110 кВ № 30 Подгорное	143	83,90	0,10	32,10	5,88	открыт
ПС 110 кВ № 32 Никольское	50	15,60	10,65	17,91	7,16	открыт
ПС 110 кВ № 36 Воронежская	50	4,04	22,21	2,27	4,95	открыт
ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	80	31,64	10,36	3,52	5,09	открыт
ПС 110 кВ № 42 Полнос	80	28,50	13,50	4,86	0,30	открыт
ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	126	21,48	44,67	4,27	2,50	открыт
ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	16,3	1,54	5,08	3,37	0,00	открыт
ПС 110 кВ № 45 Калининская	126	44,34	21,81	9,62	0,00	открыт
ПС 110 кВ № 47 Сомово	50	10,91	15,34	7,38	0,00	открыт
ПС 110 кВ Центральная	126	42,93	23,22	21,70	0,19	открыт
ПС 110 кВ Анна	50	14,12	25,46	4,20	1,20	открыт
ПС 110 кВ Анна-2	16	6,90	16,52	5,20	0,04	открыт
ПС 110 кВ Архангельское	20	7,23	6,88	2,07	0,22	открыт
ПС 110 кВ Верхняя Тойда	6,3	1,49	6,62	0,31	0,19	открыт

² Данные о наличии резервов мощности центров питания филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», указанных в соответствии с данными, размещенными на сайте ПАО «МРСК Центра» за II квартал 2017 года.

ПС 110 кВ Борисоглебск	50	27,65	18,16	4,73	0,12	открыт
ПС 110 кВ Восточная-1	40	17,45	40,79	0,08	1,65	открыт
ПС 110 кВ Химмаш	32	8,14	8,66	2,00	0,00	открыт
ПС 110 кВ Верхний Карачан	20	2,28	8,35	1,76	0,01	открыт
ПС 110 кВ Грибановка	32	10,12	6,86	2,04	0,14	открыт
ПС 110 кВ Листопадовка	20	6,12	8,24	1,06	0,03	открыт
ПС 110 кВ Большевик	6,3	1,63	6,41	0,05	0,10	открыт
ПС 110 кВ Новохоперск	26	10,10	4,14	2,68	1,12	открыт
ПС 110 кВ Каменка	20	9,31	7,75	2,49	0,82	открыт
ПС 110 кВ Рождество	6,3	1,59	6,62	0,32	0,11	открыт
ПС 110 кВ Докучаево	20	3,88	8,31	0,51	0,00	открыт
ПС 110 кВ Таловая-районная	32	9,58	12,52	7,45	0,94	открыт
ПС 110 кВ Народное	26	3,70	7,81	0,49	0,16	открыт
ПС 110 кВ Терновка	20	4,31	9,00	1,21	0,65	открыт
ПС 110 кВ Щучье	12,6	4,60	4,55	0,96	0,73	открыт
ПС 110 кВ Эртиль	32	10,18	7,26	6,95	0,27	открыт
ПС 110 кВ Верхняя Хава	32	18,10	-0,17	4,68	6,35	закрыт
ПС 110 кВ Парижская Коммуна	6,3	0,45	6,67	0,15	0,00	открыт
ПС 110 кВ Московское	20	14,33	1,43	13,78	1,56	открыт
ПС 110 кВ Нижнедевицк	32	6,69	13,18	2,41	2,77	открыт
ПС 110 кВ № 31 Воля	41	22,80	-3,03	17,33	8,97	закрыт
ПС 110 кВ Новоусманская	50	14,52	11,73	24,10	5,55	открыт
ПС 110 кВ Радуга	50	14,06	14,79	36,58	15,66	открыт
ПС 110 кВ Панино	32	11,60	9,70	2,75	0,91	открыт
ПС 110 кВ Прогресс	12,5	0,55	2,63	0,46	0,00	открыт
ПС 110 кВ № 11 Краснолесное	11,9	6,10	3,16	3,97	0,74	открыт
ПС 110 кВ Рамонь-2	50	26,38	5,39	30,87	6,59	открыт
ПС 110 кВ Ступино	16,3	3,08	4,36	4,13	0,78	открыт
ПС 110 кВ Краснолипые	32	16,44	9,16	6,51	0,76	открыт
ПС 110 кВ Ульяновка	12,6	0,54	6,54	0,07	0,02	открыт
ПС 110 кВ № 15 Семилуки	144	58,17	43,36	25,77	6,00	открыт
ПС 110 кВ Комплекс	20	6,20	8,16	3,24	0,45	открыт
ПС 110 кВ Курская	20	2,31	8,19	6,98	0,00	открыт
ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	32	4,10	16,21	0,95	0,75	открыт
ПС 110 кВ Богучар	32	12,94	11,36	8,32	5,99	открыт
ПС 110 кВ Опорная	12,6	2,97	5,09	2,04	9,81	открыт
ПС 110 кВ с/з Радченский	10	2,81	10,48	0,97	0,27	открыт
ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	32	18,90	2,54	8,84	2,22	открыт

ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	12,6	6,09	3,84	1,03	0,14	открыт
ПС 110 кВ Козловка	8,8	1,51	2,40	0,22	0,01	открыт
ПС 110 кВ Нижний Кисляй	20	6,34	7,47	0,56	0,09	открыт
ПС 110 кВ Филиппенково	12,6	1,09	5,53	0,07	0,00	открыт
ПС 110 кВ ПС Верхний Мамон	26	5,95	6,33	2,84	0,34	открыт
ПС 110 кВ Дерезовка	6,3	0,46	6,16	0,16	0,01	открыт
ПС 110 кВ ПС Нижний Мамон	8,8	3,20	-0,58	0,35	0,02	закрыт
ПС 110 кВ ПС Осетровка	6,3	1,26	6,47	0,01	0,77	открыт
ПС 110 кВ Воробьевка	32	8,08	15,85	1,66	1,11	открыт
ПС 110 кВ Солонцы	12,6	2,97	6,62	0,37	0,04	открыт
ПС 110 кВ Калач-1	50	17,28	22,17	7,82	0,24	открыт
ПС 110 кВ Калач-2	32	8,81	14,96	1,26	0,66	открыт
ПС 110 кВ Калачеевская	6,3	0,78	6,62	0,01	0,01	открыт
ПС 110 кВ Манино	32	2,17	16,80	0,41	0,00	открыт
ПС 110 кВ Большая Казинка	6,3	0,69	6,62	0,04	3,00	открыт
ПС 110 кВ Павловск-2	50	22,36	12,12	7,16	0,05	открыт
ПС 110 кВ Петропавловка	20	5,84	6,90	1,97	0,44	открыт
ПС 110 кВ Азовка	10	2,43	10,30	0,44	5,38	открыт
ПС 110 кВ Коршево	12,6	1,66	6,36	1,13	3,10	открыт
ПС 110 кВ Хреновое	22,3	5,92	0,70	8,72	0,01	открыт
ПС 110 кВ Шишовка	6,3	0,90	6,61	0,11	0,30	открыт
ПС 110 кВ Каменка	32	4,16	16,15	1,11	0,26	открыт
ПС 110 кВ Кантемировка	20	12,41	4,43	4,77	1,60	открыт
ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	12,6	1,24	6,59	0,83	0,10	открыт
ПС 110 кВ АНП	12,6	4,09	3,85	0,67	2,04	открыт
ПС 110 кВ Давыдовка	12,6	6,55	4,47	1,48	0,89	открыт
ПС 110 кВ Добрино	10	3,76	9,54	0,41	0,02	открыт
ПС 110 кВ Лискинская	26	8,62	2,71	0,14	0,00	открыт
ПС 110 кВ МЭЗ	50	25,29	11,07	2,95	2,35	открыт
ПС 110 кВ Бугаевка	16	11,90	16,10	2,13	0,22	открыт
ПС 110 кВ Коротояк	16,3	5,44	4,85	1,06	0,05	открыт
ПС 110 кВ Острогужск	81	22,06	22,47	2,12	0,64	открыт
ПС 110 кВ Подгорное	32	8,73	10,01	4,08	0,56	открыт
ПС 110 кВ Никоноровка	8,8	1,26	3,01	0,02	0,07	открыт
ПС 110 кВ Новая Калитва	6,3	1,80	6,51	0,08	0,21	открыт
ПС 110 кВ ПТФ	20	3,37	8,29	0,44	0,26	открыт
ПС 110 кВ Россошь	72	27,98	11,06	3,37	0,37	открыт
ПС 110 кВ Старая Калитва	12,6	2,64	6,29	1,63	0,02	открыт

5. Ретроспективный анализ и общее описание энергосистемы

5.1. Отчетная динамика потребления электроэнергии за предыдущие 5 лет

В таблице 6 представлена отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2012–2016 годы.

Таблица 6 - Отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2012–2016 годы

Показатель	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
Электропотребление, млн кВт·ч	10 217	10 336	10 540	10 470	11 003

Рост электропотребления Воронежской области за период 2012–2016 годов составил 7,7 %.

5.2. 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 2012–2016 годы, млн кВт·ч

Структура электропотребления	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
Потреблено электроэнергии	10 217	10 336	10 540	10 470	11 003
в том числе организациями по видам экономической деятельности					
добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, производство и распределение электроэнергии, газа и воды	3966,6	4011,6	4075,7	4173,0	4565,5
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	659,4	679	709	713,6	749,8
строительство	174,1	180,9	190,5	190,5	200,3
оптовая и розничная торговля	188,5	196,5	199,4	189,3	225,2
транспорт и связь	1092,8	1102,5	1102,4	928,8	941,6
другие виды экономической деятельности	851,3	838,7	870	910,1	926,6
городское и сельское население	2227,9	2375	2432,7	2420,1	2525,0
потери в электросетях	1350,3	1231,7	1211	1172,6	1144,0

5.3. 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 2012–2016 годов

Показатель	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
Дата максимума нагрузки, среднесуточная температура в день прохождения максимума	20.12.2012 -15 ⁰ С	12.12.2013 -12 ⁰ С	31.01.2014 -24 ⁰ С	26.01.2015 -10 ⁰ С	16.12.2016 -15,9 ⁰ С
Максимум нагрузки, МВт	1 820	1 715	1 826	1 678	1 744,9
Число часов использования максимума нагрузки, ч/год	5 614	6 026	5 772	6 239	6 306

Число часов использования максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области за последние пять лет изменяется в диапазоне 5614-6306 час/год в зависимости от температурных условий в энергосистеме.

5.4. 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 2 представлена динамика производства тепловой энергии по полному кругу производителей по Воронежской области. Рост производства тепловой энергии в Воронежской области за предыдущие 5 лет составил 7,5 %.

Значения отпускаемой тепловой энергии электростанциями и котельными филиала ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация» за 2012–2016 годы с выделением крупных потребителей тепловой энергии приведены в таблицах 9-10. Значения отпускаемой тепловой энергии котельными МКП «Воронежтеплосеть» за 2012–2016 годы с выделением наиболее крупных котельных приведены в таблице 11.

Структура отпуска тепловой энергии основным группам потребителей Воронежской области представлена на рисунке 3. 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 %.

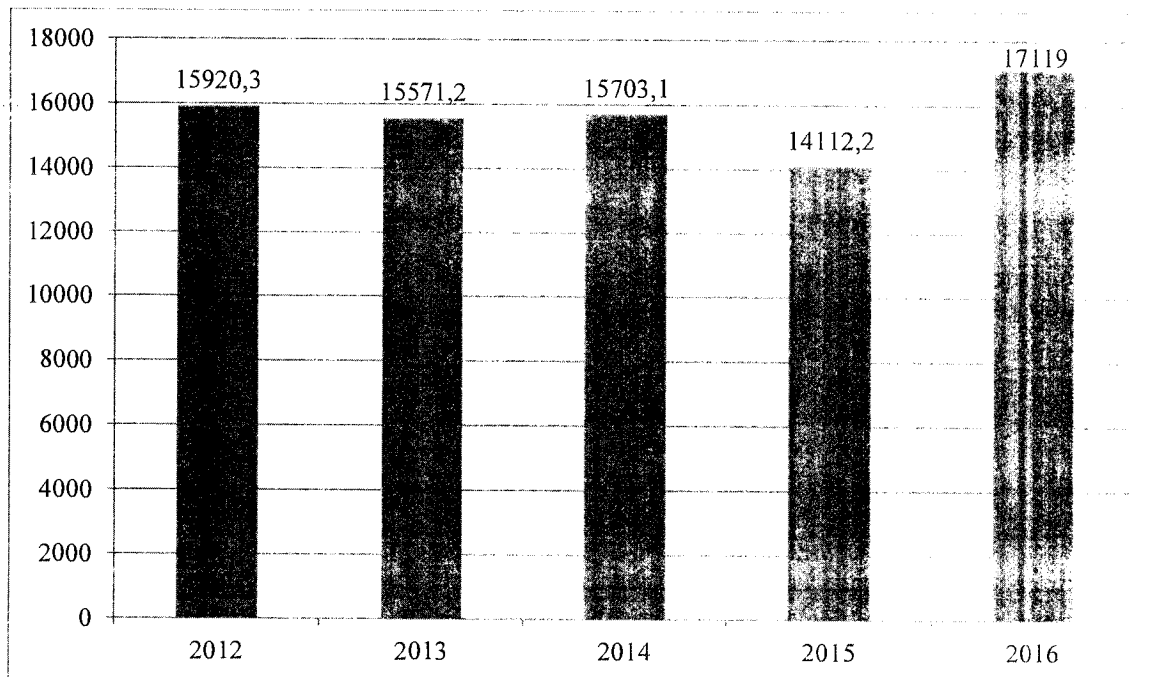


Рисунок 2 - Производство тепловой энергии по полному кругу производителей по Воронежской области, тыс. Гкал

Таблица 9 - Динамика выработки и структура отпуска тепловой энергии Воронежской ТЭЦ-1 и Воронежской ТЭЦ-2 филиала ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация» за 2012–2016 годы, тыс. Гкал

Теплоисточник	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
всего	3877,3	3781,7	3720,9	3731,5	3901,9
Воронежская ТЭЦ-1	2528,6	2434,8	2311,3	2333,5	2456,5
Воронежская ТЭЦ-2	1348,8	1347,0	1409,5	1398,0	1445,4
в том числе пар АО «Воронежсинтезкаучук»	1188,2	1134,1	997,7	1142,4	1236,2
пар ЗАО «Воронежский шинный завод»	192,1	187,4	100,7	0,0	0,0
пар ООО «Харти»	11,6	7,6	12,5	10,7	8,2
пар ООО «ЖБК»	4,5	8,0	13,2	10,8	3,7
пар прочие	105,9	92,4	128,7	144,4	151,6
горячая вода	2375,1	2351,2	2468,0	2423,2	2955,2

Таблица 10 - Динамика выработки и структура отпуска тепловой энергии от котельных филиала ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация» за 2012–2016 годы, тыс. Гкал

Теплоисточник	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
всего	548,4	533,6	551,3	543,2	543,0
Котельная № 1 всего	133,7	122,0	127,5	128,5	135,5
Котельная № 2 всего	414,7	411,5	423,7	414,7	407,5
в том числе: горячая вода	548,4	533,6	551,3	543,2	543,0

Таблица 11 - Динамика выработки тепловой энергии котельными МКП «Воронежтеплосеть» за 2012–2016 годы, тыс. Гкал

Теплоисточник	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
ИТОГО, в т.ч.	1620,4	1580,0	1716,3	1786,7	2083,2
Котельная (пер. Ботанический, 45к)	74,4	72,5	76,8	74,9	98,2
Котельная (ул. Владимира Невского, 25к)	149,9	151,7	159,0	158,0	196,7
Котельная (ул. Любы Шевцовой, 16)	248,4	242,6	240,8	231,7	290,5
Котельная (Ленинский пр-т, 162к)	261,4	277,0	283,0	279,9	368,4
Котельная (ул. Туполева, 31к0)	86,8	79,7	77,8	76,1	95,0
Прочие теплоисточники МКП «Воронежтеплосеть»	581,4	557,1	674,7	774,7	1034,4
от теплоисточников ООО «Воронежская ТСК»	218,2	199,2	204,1	191,4	н/д



Рисунок 3 - Структура отпуска тепловой энергии основным группам потребителей Воронежской области

6. Проведение анализа текущих показателей функционирования

6.1. 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 тепловозоремонтный завод – 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 3хСТД 25/26/NG+DO/ECO	75 т пара/час	2015
ООО «ПК 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

6.2. 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 01.03.2017)

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	2 597,3 ³
Суммарная установленная мощность		2 862,3

За последние пять лет в энергосистеме Воронежской области были проведены следующие мероприятия в части объектов генерации:

- в 2015 году был произведен окончательный демонтаж генерирующих агрегатов на ТЭЦ Лиски Юго-Восточной железной дороги – филиала ОАО «РЖД» с суммарной установленной мощностью 7,6 МВт;
- в 2016 году был введен в эксплуатацию блок № 6 Нововоронежская АЭС с суммарной установленной мощностью 1 180,3 МВт;
- в 2016 году был произведен окончательный демонтаж блока № 3 Нововоронежская АЭС с суммарной установленной мощностью 417 МВт.

6.3. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области с группировкой по собственникам и типам электростанций за 2012–2016 годы приведена в таблице 14. Значительную долю в выработке электроэнергии области занимает Нововоронежская АЭС – филиал АО «Концерн «Росэнергоатом» (91,6 % в 2016 году).

³ Учтена перемаркировка на 6 ВВЭР Нововоронежской АЭС со снижением мощности энергоблока на 15,1 МВт.

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

Год	Всего		АО «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	%
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
2016	16 417,9	100	15 048,1	91,6	553,6	3,4	816,2	5,0	0,0	0,0

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций представлена на рисунке 4.

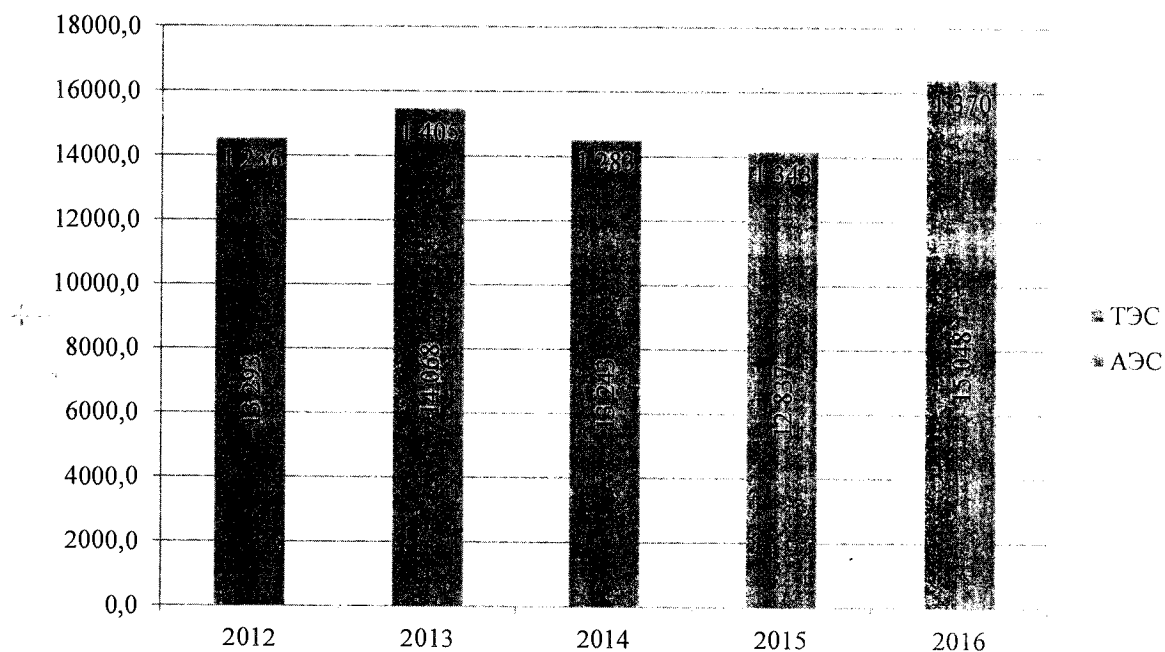


Рисунок 4 - Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций, млн кВт·ч

6.4. 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 2012–2016 годы.

Таблица 15 - Фактический баланс электроэнергии Воронежской области за 2012–2016 годы, млн кВт·ч

Показатель	2012	2013	2014	2015	2016
Потребление	10 216,6	10 335,6	10 540,3	10 469,7	11 003
Выработка	14 528,9	15 472,5	14 526,0	14 180,5	16 417,9
Сальдо перетоков электроэнергии («-» избыток)	-4 312,2	-5 136,9	-3 985,7	-3 710,7	-5 414,9

Фактический баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области за последние пять лет формировался с профицитом. При этом избыток электроэнергии распределяется в смежные энергосистемы.

Ретроспектива фактического баланса мощности Воронежской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы за 2012–2016 годы представлена в таблице 16.

Таблица 16 - Баланс мощности Воронежской энергосистемы на час прохождения максимума энергосистемы за 2012–2016 годы

№ п/п	Мощность	Год				
		2012	2013	2014	2015	2016
1	Дата, час максимума	20.12.2012 19:00	12.12.2013 10:00	31.01.2014 10:00	26.01.2015 18:00	16.12.2016 19:00
2	Установленная мощность	2136,6	2106,6	2106,6	2106,6	3294,4
	АЭС	1834	1834	1834	1834	3029,4
	ТЭС	302,6	272,6	272,6	272,6	265,0
3	Ограничения мощности	15,5	7,6	7,6	7,6	4,5
	АЭС	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	ТЭС	15,5	7,6	7,6	7,6	4,5
4	Располагаемая мощность (2-3)	2121,1	2099	2099	2099	3289,9
	АЭС	1834	1834	1834	1834	3029,4
	ТЭС	287,1	265	265	265	260,5
5	Плановое ремонтное снижение (в соответствии с месячным графиком ремонтов)	0	0	0	0	0
	АЭС	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
6	Снижение мощности в связи с выводом в неплановый, неотложный и аварийный ремонты ⁴	0	10	59,5	5	1195,4

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

№ п/п	Мощность	Год				
		2012	2013	2014	2015	2016
	АЭС	0	0	0	0	1195,4
	ТЭС	0	10	59,5	5	0
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))	2121,1	2088,7	2039,5	2094	2094,5
	АЭС	1834	1834	1834	1834	1834
	ТЭС	287,1	254,7	205,5	260	260,5
9	Мощность в резерве (8+11-10)	60,0	62,8	32,8	62,3	40,6
	АЭС	0	0	0	0	1,4
	ТЭС	60,0	62,8	32,8	62,3	39,2
10	Нагрузка электростанций	2107,6	2089,6	2073,7	2085,45	2081,8
	АЭС	1880,5	1897,5	1901	1887,21	1859,5
	ТЭС	227,2	192	172,7	198,24	222,3
11	В том числе перегруз	46,5	63,7	67	53,75	27,9
	АЭС	46,5	63,5	67	53,21	26,9
	ТЭС	0,1	0,1	0	0,54	1,0
12	Максимум потребления	1819,6	1714,8	1825,6	1678,1	1744,9
13	Сальдо перетоков (12-10)	-288	-374,8	-248,1	-407,35	-336,9
14	Дефицит (-) / избыток (+) (8-12)	301,5	373,9	213,9	415,9	349,6

Фактический баланс мощности энергосистемы Воронежской области на час прохождения собственного максимума потребления мощности за последние пять лет формировался с избытком генерирующей мощности. При этом профицит мощности был распределен за счет перетоков мощности в смежные энергосистемы.

6.5. 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 2012–2016 годы.

Таблица 17 - Баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области с выделением крупных потребителей за 2012–2016 годы, млн кВт·ч

Показатель/потребитель	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
Потребление	10 216,6	10 335,6	10 540,3	10 469,7	11 003
В т.ч.					
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	930,6	872,4	839,8	701,4	634,0
АО «Воронежсинтезкаучук»	313,1	308,5	290,0	262,1	261,0
АО «Минудобрения»	390,2	373,4	364,6	387,0	398,0
АО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп» – Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	1,3	48,5	133,3	143,0	157,0
Выработка	14 528,9	15 472,5	14 526,0	14 180,5	16 417,9
Сальдо перетоков электроэнергии	-4 312,2	-5 136,9	-3 985,7	-3 710,7	-5 414,9

В таблице 18 приведены максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2012–2016 годы.

Таблица 18 - Максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2012–2016 годы, МВт

Потребитель	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	97	131	130	87	84
АО «Воронежсинтезкаучук»	44	44	44	40	37
АО «Минудобрения»	57	55	60	70	65
АО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп» – Воронежский филиал (пгт Подгоренский)	8	32	32	32	30

6.6. 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 энергосистемы Воронежской области.

Таблица 19 - Структура потребления топлива по электростанциям и котельным городского округа город Воронеж за 2016 год

Источник	Объем потребления топлива в 2016 году, т у.т.			
	Природный газ	Уголь	Мазут	Ядерное топливо
Нововоронежская АЭС	0	0	0	н/д
Воронежская ТЭЦ-1	525592,3	0	131,8	0
Воронежская ТЭЦ-2	404624	0	53	0
Котельная № 1	21371	0	0	0
Котельная № 2	65536	0	0	0
Котельные МКП «Воронежтеплосеть»	337919,8	550,1	0	0

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

6.7. 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--2015 годы⁵ представлен в таблицах 20 – 22.

⁵ Данные за 2016 год на момент разработки настоящего документа отсутствуют

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

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	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
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

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	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 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 строк баланса	Ед. изм.	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
Промышленность	14	т у. т.		57232	0			712488	1110574	1880294
Производство пищевых	14.1	т у. т.		26129	0			115638	330483	472250

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	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
продуктов										
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

Таблица 22 - Единый топливно-энергетический баланс Воронежской области в 2015 году, т у.т.

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твёрдое 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	101509	1614030	1761400	2581390	6058329
Ввоз	2	т у.т.	106927	1599053	6532406	0	0	1305196	0	9543583
Вывоз	3	т у.т.	0	0		0	-971917	-1761439	0	-2733356
Изменение запасов	4	т у.т.	-1052	-17687	0	-1144	0	0	0	-19883
Потребление первичной энергии	5	т у.т.	105875	1581366	6532406	100365	642113	1305157	2581390	12848673
Статистическое расхождение	6	т у.т.	3396	13537	-9837	0	0	0	29203	36300
Производство электрической энергии	7	т у.т.	0	-229	-366757	0	-5224805	-122972	0	-5714763
Производство тепловой энергии	8	т у.т.	-49165	-27668	-2806563	-78289	0	-65686	0	-3027371
Теплоэлектростанции	8.1	т у.т.	-4141	-294	-568014	0	0	-18133	0	-590582
Котельные	8.2	т у.т.	-45024	-27374	-2238549	-78289	0	-47553	0	-2436789
Электрокотельные и тепло-утилизационные установки	8.3	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	0
Преобразование топлива	9	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	
Переработка нефти	9.1	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	
Переработка газа	9.2	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	
Обогащение угля	9.3	т у.т.	0	0	0	0	0	0	0	
Собственные нужды	10	т у.т.	0	0	-5730	0	-5414	0	-97830	-108973
Потери при передаче	11	т у.т.	0	0	-20867	0	0	-143063	-213167	-377097
Конечное потребление энергетических ресурсов	12	т у.т.	-53314	-1539933	-3342327	-22076	-636700	-973437	-2241189	-8808975
Сельское хозяйство, рыболовство и рыбоводство	13	т у.т.	-183	-170273	-6	0	0	-87062	-49858	-307383
Промышленность	14	т у.т.	-32717	-73727	-84	-21940	-636700	-293241	-1092570	-2150980
Производство пищевых продуктов	14.1	т у.т.	-12464	-29074	0	0	0	0	-365047	-406585
Химическое производство	14.2	т у.т.	-32	-5954	-56	0	0	0	-498871	-504913
Металлургическое производство	14.3	т у.т.	-580	-1578	0	0	0	0	-20163	-22322

Строки топливно-энергетического баланса	Номер строк баланса	Ед. изм.	Уголь	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твёрдое топливо	Атомная энергия	Электрическая энергия	Тепловая энергия	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Производство неметаллических минеральных продуктов	14.4	т у.т.	-19502	-8166	-16	0	0	0	-43324	-71008
Производство машин и оборудования	14.5	т у.т.	-31	-14747	0	0	0	-11289	-6463	-32529
Прочая промышленность	14.6	т у.т.	-108	-14208	-12	-21940	0	0	-158703	-194970
Строительство	15	т у.т.	-491	-43287	-21	0	0	-23240	-4698	-71737
Транспорт и связь	16	т у.т.	-5681	-266321	-501	0	0	-113311	-28944	-414758
Железнодорожный	16.1	т у.т.	-1865	-28748	0	0	0	-76833	-11325	-118772
Трубопроводный	16.2	т у.т.	0	-2283	0	0	0	-1689	-1730	-5702
Автомобильный	16.3	т у.т.	-4	-13280	-424	0	0	-68	-695	-14470
Прочий	16.4	т у.т.	-3812	-222009	0	0	0	-34721	-15194	-275736
Сфера услуг	17	т у.т.	-1654	-48600	-947	0	0	-161330	-14428	-226960
Население	18	т у.т.	-11224	-933942	-1622915	-97	0	-295252	-792997	-3656427
Использование топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья	19	т у.т.	-1365	-3781	-1717852	-39	0	0	-257693	-1980730

Распределение потребления первичной энергии топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2013–2015 годах представлено на рисунке 5.

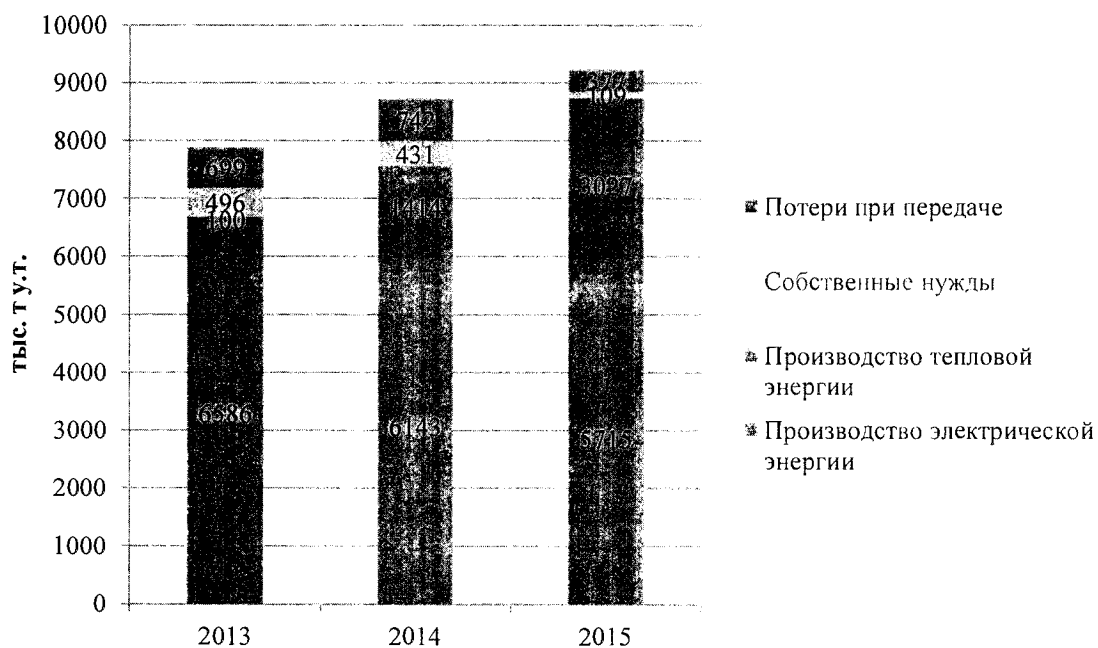


Рисунок 5 - Распределение потребления первичной энергии топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2013–2015 годах, тыс. т. у.т.

На рисунке 6 представлена структура конечного потребления топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2013–2015 годах с дифференциацией по видам деятельности.

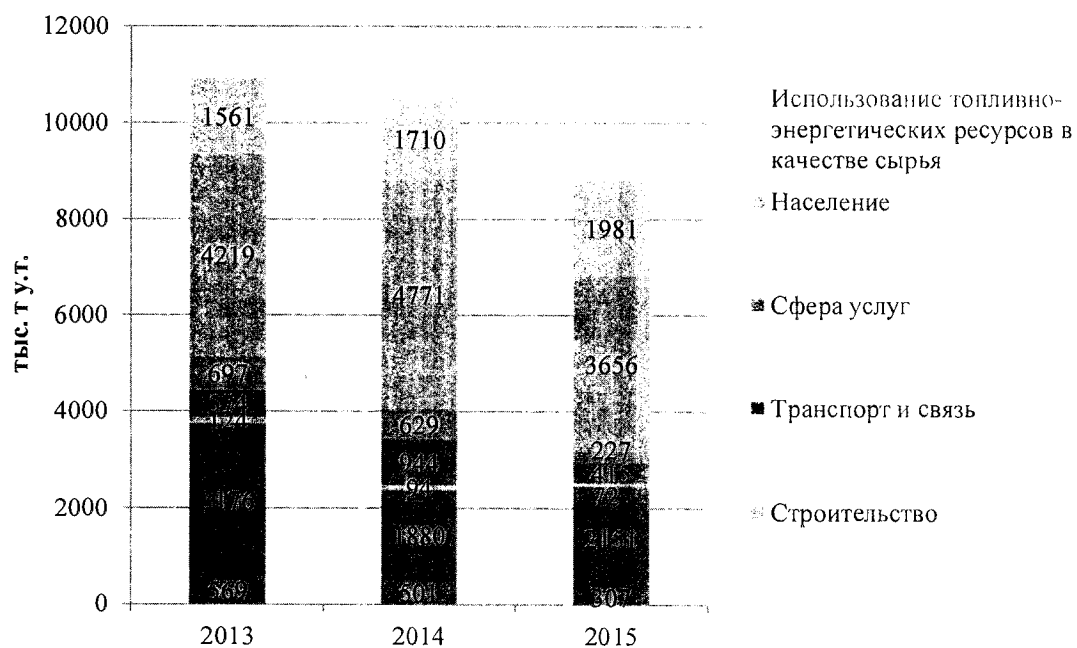


Рисунок 6 - Структура конечного потребления топливно-энергетических ресурсов Воронежской области в 2013–2015 годах по видам деятельности, тыс. т. у.т.

6.8. 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, связывает 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 449 муниципальных образований утвержденную схему теплоснабжения имеют 449 муниципальных образований.

Схема теплоснабжения городского округа города Воронеж на период до 2030 года утверждена приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.09.2015 № 694. В настоящее время ООО «Корпус» по заданию администрации городского округа город Воронеж приступил к работе по актуализации схемы теплоснабжения городского округа город Воронеж на период до 2030 года.

Согласно утвержденной схеме теплоснабжения города Воронеж в таблицах 23 и 24 представлены данные по строительству генерирующих мощностей из целевых ведомственных программ, предусматривающих ликвидацию встроенных подвальных котельных и переключение потребителей на гарантированный теплоисточник.

Таблица 23 - 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 котельных	1) Дарвина, 146. 2) Революции 1905 года, 8.	1) пер. Советский, 4а. 2) ул. Арсенальная, 5.
2	Строительство блочно-модульных и газовых котельных	1) ул. Дорожная, 44к	1) пер. Советский, 4а. 2) ул. Арсенальная, 5

Таблица 24 - Строительство блочно-модульных газовых котельных по ведомственной целевой программе «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 МОАУ ВО «Воронежский институт экономики и социального управления» по ул. Помяловского, 27 и административного здания по ул. Пятницкого, 30 в г. Воронеже
2	для МБОУ СОШ № 16 по ул. Мало-Терновая, 9 в г. Воронеже
3	для МБОУ СОШ № 50 по Туркменский пер., 14а в г. Воронеже
4	для МБОУ «Лицей № 65» по ул. Матросова, 2а в г. Воронеже
5	для МБОУ 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 МБОУ СОШ № 34 по ул. Чапаева, 115 в г. Воронеже

Представленные в таблице 23 и 24 источники запланированы к строительству, в настоящее время по указанным источникам осуществляется разработка проектной документации.

6.9. 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 6.3.

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

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

В таблице 25 приведены данные по динамике потребления энергетических ресурсов в Воронежской области за период 2012–2016 годов.

Таблица 25 - 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 кВт·ч)	Электроемкость ВРП (кВт·ч/руб.)
2012	564,0	9 051,6	16,05	10217	0,018
2013	606,7	10920,6	18,0	10336	0,017
2014	717,66	10529,9	14,67	10540	0,014
2015	823,13	8808,9	10,7	10470	0,012
2016 ⁶	н/д	н/д	н/д	11 003	н/д

В таблице 26 приведены данные по динамике потребления электроэнергии на душу населения и электровооруженности труда в экономике за период 2012–2016 годов.

Таблица 26 - 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.)
2012	2 330,4	1 057,9	10 217	3 966,6	4 384,2	3 749,5
2013	2 329	1 057	10 336	4 011,6	4 437,9	3 795,3
2014	2 331,1	1 055,3	10 540	4 075,7	4 521,5	3 862,1
2015	2 333,5	1 051,7	10 470	4 173,0	4 486,8	3 967,8
2016	2 335,4	1 094,8	11 003	4 565,5	4 711,4	4 170,2

7.2. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше

Перечень существующих подстанций по состоянию на 01.01.2017, которые эксплуатируются и обслуживаются на территории Воронежской области филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС», с указанием технических параметров трансформаторного оборудования 110 кВ и выше, года ввода в эксплуатацию и

⁶ Данные за 2016 год на момент разработки настоящего документа 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 ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» установлены 24 трансформатора с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше суммарной мощностью 3397 МВА. На рисунке 7 представлена возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2017.

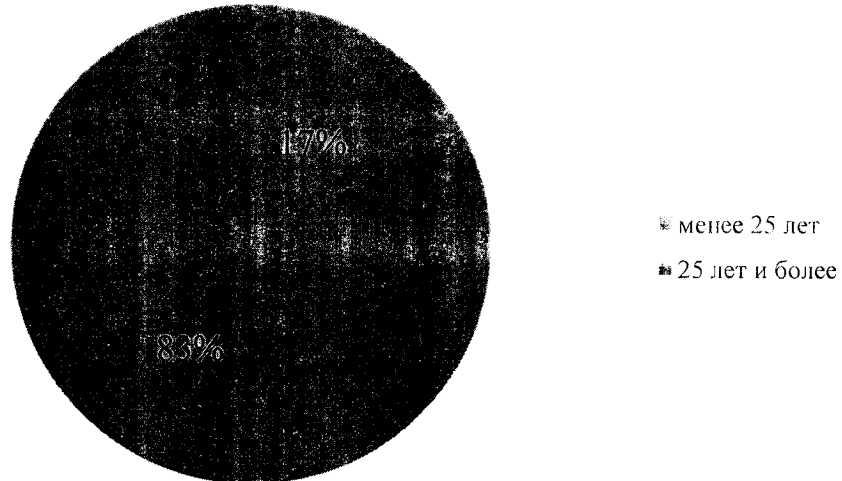


Рисунок 7 - Возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» на территории Воронежской области

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 с установленной мощностью 2817 МВА эксплуатируются сверх нормативного срока (25 лет). К 2022 году, также как и в 2017 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 01.01.2017, 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 8 приведена возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования показал, что 75% (147 единиц) трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК

Центра» — «Воронежэнерго», эксплуатируются более 25 лет. Их суммарная мощность составляет 2494,7 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 Краснолипые, ПС 110 кВ Терновка, ПС 110 кВ Давыдовка, ПС 110 кВ Острогожск-районная, ПС 110 кВ Корогояк и ПС 110 кВ Новая Калитва эксплуатируются трансформаторы, срок эксплуатации которых превышает 50 лет. К 2022 году доля трансформаторов, выработавших нормативный срок 25 лет, составит 79 %.

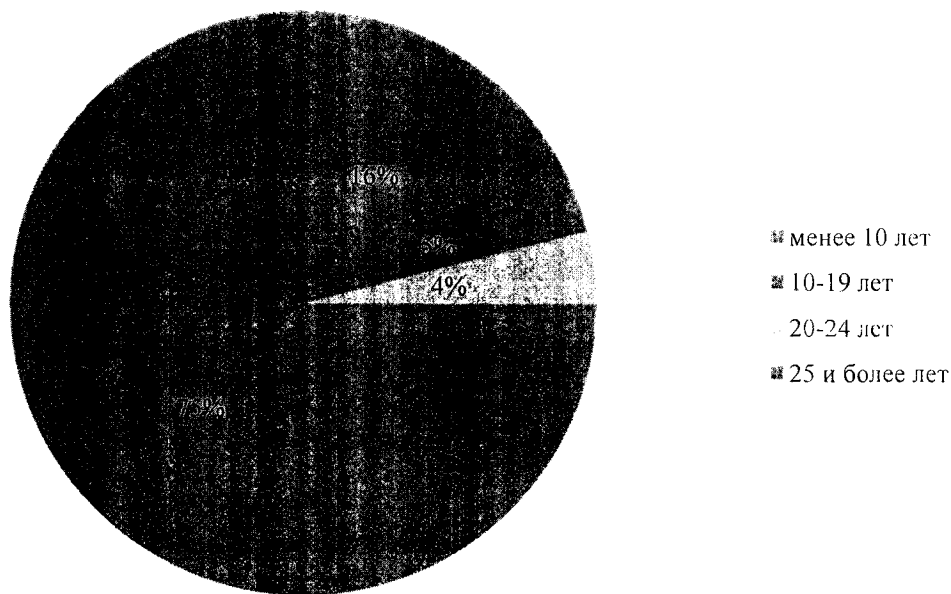


Рисунок 8 - Возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2017

В таблице 1.3 приложения № 1 приведен перечень ЛЭП 220 кВ и выше по состоянию на 01.01.2017, эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС». Возрастная структура ЛЭП филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» изображена на рисунке 9.

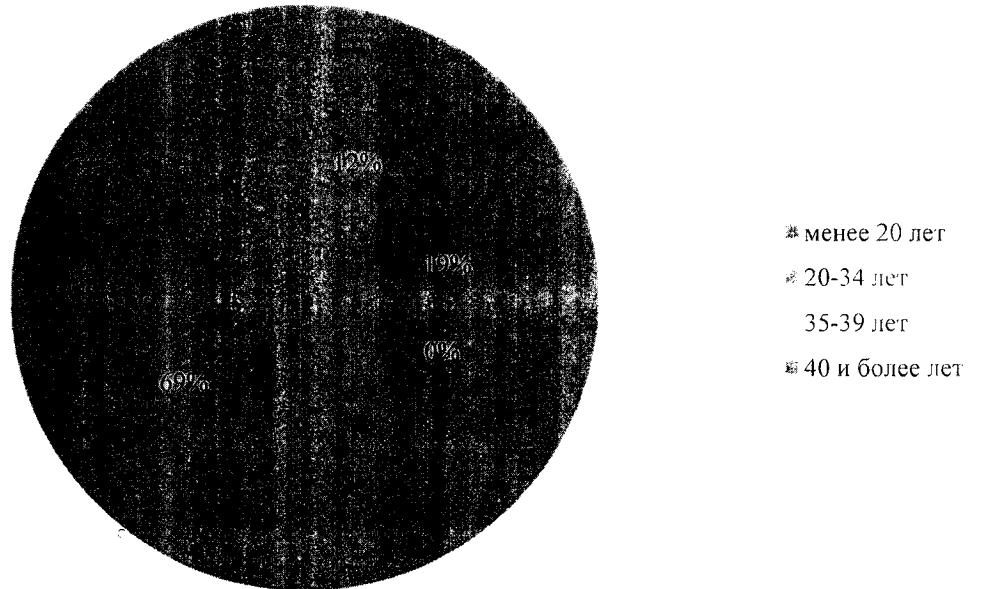


Рисунок 9 - Возрастная структура ЛЭП 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС» Воронежской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017

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 2022 году срок эксплуатации около 85 % 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 01.01.2017, эксплуатируемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» изображена на рисунке 10.

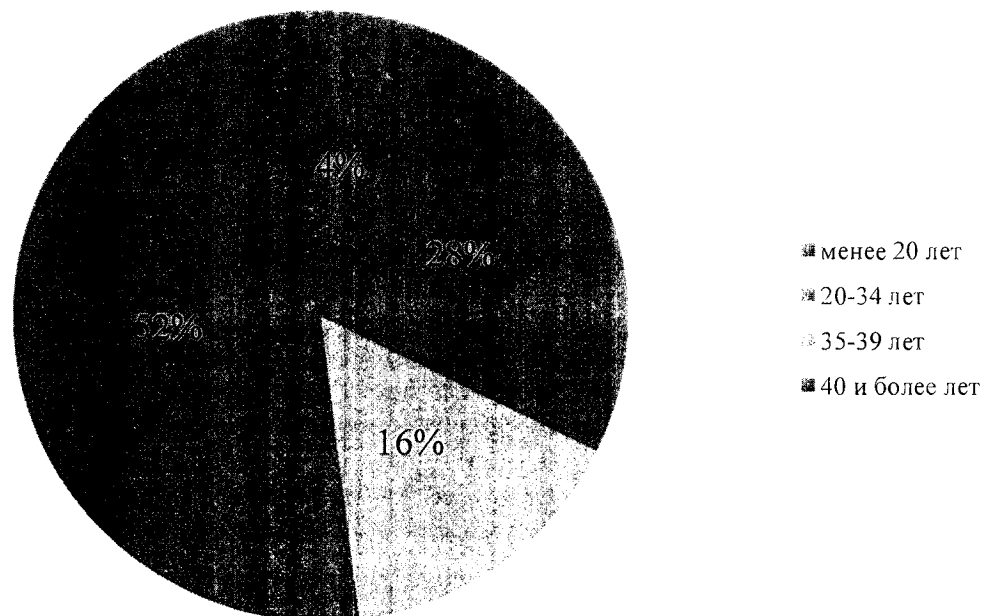


Рисунок 10 - Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» Воронежской энергосистемы по состоянию на 01.01.2017

Анализ возрастной структуры ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» показал, что срок эксплуатации около 52 % линий составляет более 40 лет. К 2022 году срок эксплуатации около 68 % 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 01.01.2017.

В таблице 1.6 приложения № 1 приведен перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2017.

В таблице 27 приведена информация о строящихся электросетевых объектах в энергосистеме Воронежской области по состоянию на 01.09.2017.

Таблица 27- Перечень строящихся электросетевых объектов в энергосистеме Воронежской области по состоянию на 01.09.2017

Принадлежность инвестиционной программы	Наименование объекта	Параметры оборудования	Год начала строительства	Год окончания строительства
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки линейной ячейки 500 кВ	92 км	2011	2018
	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС 2 – Бутурлиновка с ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км 125 МВА	2011	2018
	Реконструкция ПС 220 кВ Латная, с заменой существующего АТ-2 220/110 кВ мощностью 125 МВА на 200 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 75 МВт	200 МВА	-	2017
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	2 ячейки 110 кВ	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
	Строительство ПС 110/10/6 кВ Спутник с установкой трансформаторов 2х40 МВА	2х40 МВА	2015	2018
	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой силовых трансформаторов 2*6,3 МВА на 2*16 МВА	2х16 МВА	2013	2018
ПАО «Квадра»	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка новых выключателей с отключающей способностью не менее 40 кВ и замена существующих выключателей 110 кВ в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ-110-5,6 и ВЛ-110-23,24	-	2013	2018
ОАО «РЖД»	Реконструкция ПС 220 кВ Пост-474-тяговая с увеличением трансформаторной мощности на 40 МВА до 80 МВА	40 МВА	-	2017

Принадлежность инвестиционной программы	Наименование объекта	Параметры оборудования	Год начала строительства	Год окончания строительства
ООО «Овощи Черноземья»	Строительство ПС 220 кВ Овощи Черноземья и заходов от ВЛ 220 кВ Кировская – Пост-474-тяговая до РУ 220 кВ ПС Овощи Черноземья с образованием двух ВЛ: ВЛ 220 Кировская – Овощи Черноземья и ВЛ 220 кВ Овощи Черноземья – Пост-474-тяговая ⁷	2х80 МВА 2х6 км	-	2017

7.3. 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 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 Кировская – Пост-474-тяговая;
- ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая.

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

- ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол №1;
- 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);

⁷ Нагрузка ПС не входит в баланс мощности и электроэнергии энергосистемы Воронежской области.

- ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7 с отпайками на ПС Новохоперск (ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-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 11 представлена блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области.

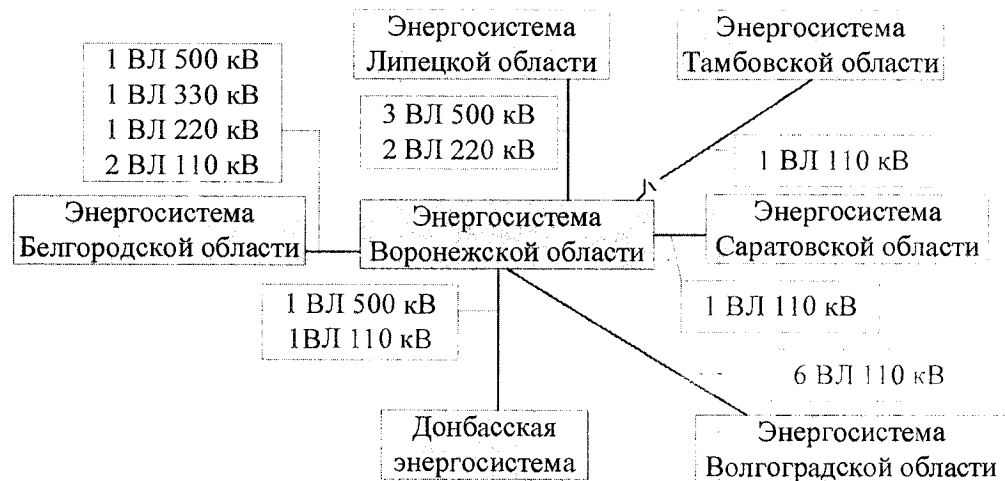


Рисунок 11 - Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области

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 13 представлена отчетная динамика изменения максимумов нагрузки энергосистемы Воронежской области за 2012–2016 годы, а также прогноз изменения максимумов нагрузки на 2017–2022 годы.

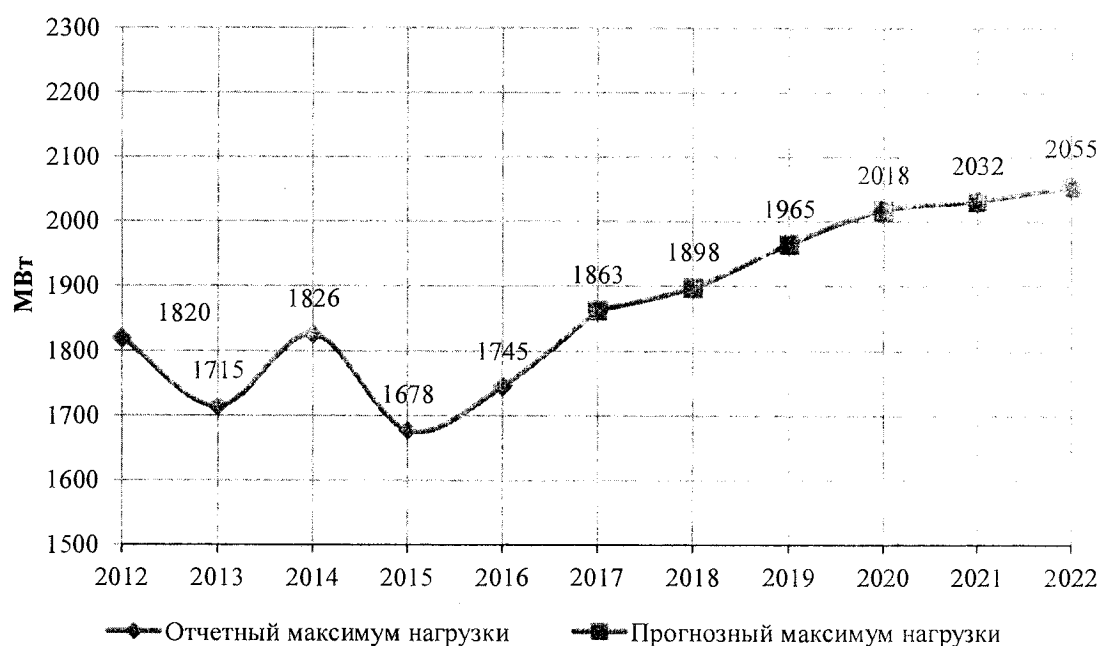


Рисунок 13 - Динамика изменения фактического максимума нагрузки, а также прогноз максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области на 2017–2022 годы

8.3. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период

Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Воронежской области на период 2017–2022 годов представлен в таблице 30.

Таблица 30 - Прогноз потребления тепловой энергии крупными потребителями Воронежской области на период 2017–2022 годов, тыс. Гкал

Потребитель	Предшествующий год	Прогнозируемый период				
	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ПАО «ВАСО»	63,5	63,5	63,5	63,5	63,5	63,5
АО «Воронежсинтезкаучук»	873,8	913,8	913,8	913,8	913,8	913,8
Воронежский тепловозоремонтный завод – филиал АО «Желдорремаш»	72	72	72	72	72	72
ЗАО «Воронежский шинный завод»	185,1	202,0	202,0	202,0	202,0	202,0
ООО «ПК 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

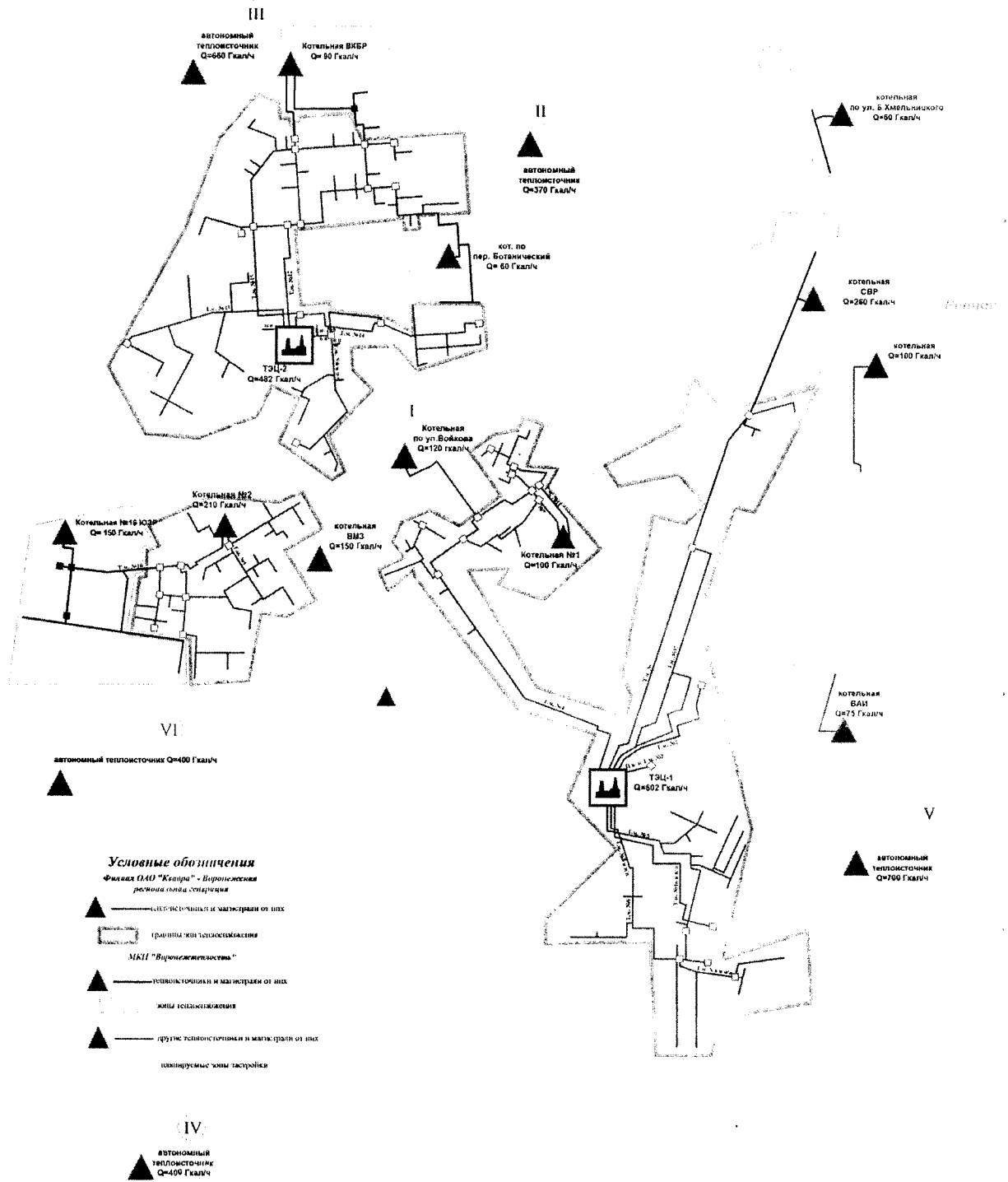
Категория потребления	Период, годы			
	2017	2018	2023	2029
Жилищный фонд	4449,9	4559,2	5326,9	6242,0
в том числе:				
многоквартирный	3512,9	3602,6	4216,1	4939,6
индивидуальный	937,0	956,6	1110,9	1302,4
Промышленность	2317,0	2317,0	2317,0	2317,0
Всего	6766,8	6876,2	7643,9	8558,9

8.4. 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 г. Воронежа. Согласно градостроительному плану можно выделить шесть перспективных зон по потреблению тепловой и электрической энергии. На карте-схеме, представленной на рисунке 14, 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

Стрелки



Штатос

Масштаб

Рисунок 14 - Карта-схема магистральных тепловых сетей г. Воронеж

8.5. 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.

Прогнозные балансы электроэнергии и мощности энергосистемы Воронежской области на пятилетнюю перспективу приняты в соответствии с СиПР ЕЭС России на 2017–2023 годы и представлены в таблицах 32 и 33.

Таблица 32 - Прогнозный баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области на 2017–2022 годы, млн кВт·ч

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Потребность (потребление электрической энергии)	10 972,0	11 193,0	11 579,0	11 911,0	11 972,0	12 118,0
Покрытие (производство электрической энергии)	18 657,5	20 810,6	25 849,0	28 435,4	28 360,6	28 451,0
в том числе						
АЭС	17 303,0	18 600,1	23 677,0	26 548,9	26 548,9	26 548,9
ТЭС	1 354,5	2 210,5	2 172,0	1 886,5	1 811,7	1 902,1
Сальдо перетоков электрической энергии («+» дефицит, «-» профицит)	-7 685,5	-9 617,6	-14 270,0	-16 524,4	-16 388,6	-16 333,0

Таблица 33 - Прогнозный баланс мощности энергосистемы Воронежской области на 2017–2022 годы, МВт

Показатель	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год
Потребность (собственный максимум)	1 863,0	1 898,0	1 965,0	2 018,0	2 032,0	2 055,0
Покрытие (установленная мощность)	2 832,3	4 250,7	4 250,7	4 142,7	4 142,7	4 142,7
в том числе:						
АЭС	2 597,3	3 792,7	3 792,7	3 792,7	3 792,7	3 792,7
ТЭС	235,0	458,0	458,0	350,0	350,0	350,0
Сальдо перетоков электрической мощности («+» дефицит, «-» профицит)	-969,3	-2 352,7	-2 285,7	-2 124,7	-2 110,7	-2 087,7

Прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Воронежской области на период 2016–2022 годов складывается со значительным профицитом в связи с вводом энергоблоков № 6 и № 7 на Нововоронежской АЭС в 2016 и 2018 годах соответственно.

8.6. Перечень введенных в эксплуатацию электросетевых объектов за отчетный период

Перечень введенных/реконструируемых электросетевых объектов 110 кВ и выше в энергосистеме Воронежской области за 2016–2017 годы по состоянию на 01.09.2017 представлен в таблице 34.

Таблица 34 - Перечень введенных/реконструируемых электросетевых объектов 110 кВ и выше в энергосистеме Воронежской области за 2016–2017 годы по состоянию на 01.09.2017

№ п/п	Наименование мероприятия	Год ввода	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (км) ПС (МВА)
1	Строительство ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая со строительством КВЛ 110 кВ Придонская – Сергеевка-тяговая №1,2	2017	2х40 МВА, 1х97 км, 1х102,6 км
2	ПС 35/10 кВ «Студенческая» (№13) с заменой трансформаторов 6,3 на 16 МВА с переводом на напряжение 110 кВ	2016	2х16 МВА
3	Установка 2 (двух) новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Латная и строительство двухцепной ВЛ от ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Латная для электроснабжения новой ПС 110 кВ Курская	2017	2 ячейки 110 кВ, 2х7,8 км
4	Строительство ПС 110 кВ Северная со строительством заходов от ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС-Колодезная - тяговая №1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС-Колодезная - тяговая №2 с отпайками на ПС 110 кВ Северная	2016	2х16 МВА
5	Замена силовых трансформаторов 2х25 МВА на 2х63 МВА на ПС 110 кВ №2	2016	2х63 МВА
6	На ПС 110 кВ Рамонь-2 и ПС 110 кВ Анна-2 произошла «рокировка» трансформаторов: трансформатор Т-2 мощностью 16 МВА с ПС 110 кВ Рамонь-2 установили на ПС 110 кВ Анна-2, а трансформатор Т-1 мощностью 25 МВА с ПС 110 кВ Анна-2 установили на ПС 110 кВ Рамонь-2	2016	-
7	Установка Т-1 на ПС 110 кВ №44 ВШЗ-2	2016	10 МВА
8	Произведена замена выключателей В ВЛ-110-27, В ВЛ-110-28, В ВЛ-110-31, В ВЛ-110-32, ШОВ-110 на ПС 110 кВ №9 СХИ с отключающей способностью 40 кА	2016	-

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

В таблице 35 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 2016 года, а также данных о приростах мощности и перспективной загрузке центров питания 110 кВ и выше на рассматриваемый период 2017–2022 годов.

На основании анализа загрузки ЦП 110 кВ и выше с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров ТП (таблица 35) имеются следующие схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений:

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 нагрузка Т-1 при аварийном отключении Т-2 составит в 2018 году 156 % от $I_{ном}$.

Рекомендуется реконструкция в 2018 году ПС 110 кВ №31 Воля с заменой трансформатора Т-1 номинальной мощностью 16 МВА на 25 МВА.

Предложенное мероприятие имеется также 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.

ПС 110 кВ Опорная

На основании анализа загрузки ПС 110 кВ Опорная с учетом приростов нагрузки в рамках заключенных договоров на ТП токовая нагрузка Т-1(2) при аварийном отключении Т-2(1) составит в 2018 году 205 % от $I_{ном}$.

Рекомендуется реконструкция в 2018 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 ООО «Томат» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра».

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 121 % от $I_{ном}$.

Рекомендуется реконструкция в 2019 году ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой силовых трансформаторов номинальной мощностью 16 МВА на 25 МВА.

Предложенное мероприятие имеется также в выданных филиалом ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «Бутурлиновская электросетевая компания» максимальной мощностью 2 МВт.

В таблице 36 представлен перечень мероприятий по вводам (реконструкции, техперевооружению) электросетевых объектов на 2018–2022 годы для исключения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

Таблица 35 - 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 аварийного отключения 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)						
							2017	2018	2019	2020	2021	2022	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
1	ПС 110 кВ № 31 Воля	№1	16	2,7	19,5	15,8	0	2+9	0	0	0	0	15,8	27,6	27,6	27,6	27,6	27,6	
		№2	25																
2	ПС 110 кВ Опорная	№1	6,3	1,5	8,11	3,8	0	9,8	0	0	0	0	3,8	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4	14,4
		№2	6,3																
3	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	№1	16	1,2	18	18,4	0	0	2	0	0	0	18,4	18,4	20,6	20,6	20,6	20,6	20,6
		№2	16																

Таблица 36 - Перечень мероприятий по вводам (реконструкции, техперевооружению) электросетевых объектов на 2018–2022 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	Реконструкция ПС 110 кВ №31 Воля с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на 25 МВА	25 МВА	2018	ПАО «МРСК Центра»
2	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на 16 МВА	2x16 МВА	2018	ПАО «МРСК Центра»
3	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА;	2x25 МВА	2019	ПАО «МРСК Центра»

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

ПС 110 кВ №16 Юго-Западная

На основании Акта технического состояния ПС 110 кВ №16 Юго-Западная от 09.09.2016, подписанного Первым заместителем директора – главным инженером филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», был зафиксирован моральный и физический износ Т-1 31,5 МВА (1954 г.в.), Т-2 31,5 МВА (1952 г.в.) и Т-3 40 МВА (1976 г.в.). В соответствии с проектом ИП ПАО «МРСК Центра» на 2017-2022 годы рекомендуется реконструкция ПС 110 кВ №16 Юго-Западная с заменой трансформаторов 2x31,5+40 МВА на 2x63 МВА в 2019 году.

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 г. 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 схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Воронежской области последующих периодов с учетом заявок на увеличение потребляемой мощности в данном энергоузле.

8.9. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению), 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, техперевооружению, включению), в том числе для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, представлен в таблице 37.

Таблица 37 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению) в 2018–2022 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект	Обоснование
1	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки линейной ячейки 500 кВ	92 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на период 2017–2023 годов
2	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км, 125 МВА	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»	
3	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	2 ячейки 110 кВ	2018	ПАО «МРСК Центра»	Проект ИП ПАО «МРСК Центра» на 2017-2022 гг. (этап СМР)
4	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»	
5	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Южная с заменой трех АТ (200 МВА, 125 МВА, 125 МВА) на два АТ 250 МВА с заменой БСК-1 и БСК-2 на аналогичную мощность	2х250 МВА 2х54,5 Мвар	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на период 2017–2023 годов
6	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ-110-5,6 и ВЛ-110-23,24	-	2018	ПАО «Квадра»	СВМ 10 ПГУ Воронежской ТЭЦ-1. ТУ на ТП
7	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2018	ПАО «МРСК Центра»	Заклученный договор ТП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». Утвержденные ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» энергопринимающих устройств ООО «Выбор» от 28.12.2015
8	Строительство ПС 110 кВ Озерки со строительством КЛ 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	2018 ⁸	ООО «Каскадэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС»	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «Каскадэнерго» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.03.2015 с изменениями от 09.10.2015

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 проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект	Обоснование
9	Строительство ПС 110 кВ Родина со строительством КВЛ 110 кВ Латная – Родина (ячейка 110 кВ на ПС 220 кВ Латная установлена в 2016 году)	1х25 МВА, 5,1 км	2018	ООО «Родина», ПАО «ФСК ЕЭС»	Заключенный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Родина» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 03.07.2015
10	Строительство ПС 110 кВ Парковая со строительством КВЛ 110 кВ Южная – Парковая №1,2. Установка 2 (двух) ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Южная	2х63 МВА, 2х1,1 км 2х3,1 км 2 ячейки 110 кВ	2018	Департамент строительной политики Воронежской области, ПАО «ФСК ЕЭС»	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств Департамента строительной политики Воронежской области к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 19.12.2012 с изменениями от 05.02.2014, 18.04.2014, 30.05.2016
11	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежский со строительством ВЛ 110 кВ Бобров – ТК Воронежский. Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Бобров	125 МВА, 1 ячейка 110 кВ ⁹	2018	ООО «Тепличный комбинат «Воронежский», ПАО «ФСК ЕЭС»	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Тепличный комбинат «Воронежский» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 23.09.2016
12	Строительство ПС 110 кВ Агроэко со строительством ВЛ 110 кВ Придонская – Агроэко. Увеличение мощности БСК-1 на ПС 220 кВ Придонская до 56 Мвар. Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Придонская	16 МВА, увеличение БСК-1 до 56 Мвар, 1 ячейка 110 кВ ¹⁰	2018	ООО «Агроэко-Юг», ПАО «ФСК ЕЭС»	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Присоединение новых потребителей. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Агроэко-Юг» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.12.2016
13	Реконструкция ПС 110 кВ №31 Воля с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на 25 МВА	25 МВА	2018	ПАО «МРСК Центра»	Загрузка ЦП на перспективу до 2022 года.

⁹ Длина ВЛ 110 кВ Бобров – ТК Воронежский уточняется.

¹⁰ Длина ВЛ 110 кВ Придонская – Агроэко уточняется.

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект	Обоснование
14	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на 16 МВА	2x16 МВА	2018	ПАО «МРСК Центра»	Мероприятия имеются в ТУ на ТП согласно заключенным договорам
15	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА	2x25 МВА	2019	ПАО «МРСК Центра»	
16	Реконструкция ПС 110 кВ №16 Юго-Западная с заменой трех трансформаторов 2x31,5+40 МВА на два трансформатора 2x63 МВА	2x63 МВА	2019	ПАО «МРСК Центра»	Акт технического состояния ПС 110 кВ №16 Юго-Западная от 09.09.2016, подписанного Первым заместителем директора – главным инженером филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»
17	Замена на ПС 220 кВ Южная 12 (двенадцати) выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»	Мероприятия имеются в ТУ на ТП ПГУ 223 МВт Воронежской ТЭЦ-1
18	Замена на ПС 110 кВ ГОО 2 (двух) выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2018	ООО УК «Рудгормаш»	Превышение отключающей способности выключателей расчетного значения тока КЗ
19	Замена на ПС 110 кВ ГПП-1 выключателя 110 кВ В-110 Т-2 на выключатель с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2018	АО «Воронеж-синтезкаучук»	

8.10. Разработка принципиальных схем электрической сети напряжением 110 кВ и выше на перспективу пяти лет

Принципиальная схема электрических соединений электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на перспективу 5 лет представлена в приложении № 2.

Карта-схема электрической сети 110 кВ и выше Воронежской области и непосредственно г. Воронежа на перспективу пяти лет представлена в приложении № 3.

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

Баланс реактивной мощности показал, что в режимах зимних и летних максимальных нагрузок на период 2018–2022 годов в нормальной схеме электрической сети энергосистема Воронежской области характеризуется дефицитом реактивной мощности в объеме от 50 до 200 Мвар. Имеющийся дефицит реактивной мощности компенсируется за счет внешних межсистемных связей.

В режимах зимних и летних минимальных нагрузок на период 2018–2022 годов в нормальной схеме электрической сети баланс реактивной мощности энергосистемы Воронежской области складывается с профицитом до 200 Мвар. Имеющийся избыток реактивной мощности распределяется за счет внешних межсистемных связей.

Расчет баланса реактивной мощности энергорайонов энергосистемы Воронежской области на период 2018–2022 годов выявил дефицит реактивной мощности Воронежского энергорайона, который 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 наблюдается незначительный избыток реактивной мощности в период летнего минимума нагрузки.

На период 2018–2022 годов в энергосистеме Воронежской области планируется следующие мероприятия в части средств компенсации реактивной мощности:

- на основании СиПР ЕЭС России на 2017–2023 в рамках комплексной реконструкции ПС 220 кВ Южная производится замена существующих БСК-1 и БСК-2 на БСК аналогичной мощности в 2022 году;
- в соответствии с ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Агроэко-Юг» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.12.2016 производится увеличение мощности БСК-1 на ПС 220 кВ Придонская до 56 Мвар в 2018 году.

На основании вышеизложенного дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в энергосистеме Воронежской области не требуется.

8.12. Мероприятия по замене выключателей

За 2016 году в энергосистеме Воронежской области в рамках ввода ПГУ 223 МВт на Воронежской ТЭЦ-1 была проведена замена выключателей В ВЛ-110-27, В ВЛ-110-28, В

ВЛ-110-31, В ВЛ-110-32 и ШОВ-110 на ПС 110 кВ №9 СХИ на выключатели с отключающей способностью 40 кА.

Для предотвращения превышения отключающей способности выключателей расчетным токам КЗ в энергосистеме Воронежской области на перспективу до 2022 года рекомендуется:

- отключить в нормальной схеме В ВЛ-110-40 на ПС Кировская, В ВЛ-110-39 на ПС Южная до ввода ПГУ 223 МВт на Воронежской ТЭЦ-1;
- отключить в нормальной схеме АТ-3 ПС 220 кВ Южная;
- замена в 2018 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;
- в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1 установка новых выключателей с отключающей способностью 40 кА, а также замена существующих выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА в 2018 году;
- замена в 2018 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 40 кА;
- замена в 2018 году В-110 Т-2 на ПС 110 кВ ГПП-1 с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА.

8.13. Сводные данные по развитию электрической сети

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области представлены в таблице 38.

Таблица 38 - Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Класс напряжения	2018 год		2019 год		2020 год		2021 год		2022 год	
	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
110 кВ	15,9	477	-	176	-	-	-	-	-	-
220 кВ	121,3	125	-	-	-	-	-	-	109	500
500 кВ	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-

8.14. Потребность электростанций и котельных в топливе

Прогноз потребления топлива электростанций и котельных основных генерирующих компаний Воронежской области на 2017–2022 годы представлен в таблице 39.

Таблица 39 - Прогноз потребления топлива по электростанциям и котельным основных генерирующих компаний Воронежской области на 2017–2022 годы, т у.т.

Год	Тип топлива	Электростанции и котельные, т у.т.				
		Нововоронежская АЭС	Воронежская ТЭЦ-1	Воронежская ТЭЦ-2	Котельная № 1	Котельная № 2
2017	Ядерное топливо	н/д	-	-	-	-
	Газ	-	509109	411477	21801	64441
	Мазут	-	1200	579	0	0
2018	Ядерное топливо	н/д	-	-	-	-
	Газ	-	493372	401256	21033	65772
	Мазут	-	4100	2550	0	0
2019	Ядерное топливо	н/д	-	-	-	-
	Газ	-	619143	405572	20861	65931
	Мазут	-	4100	2550	0	0
2020	Ядерное топливо	н/д	-	-	-	-
	Газ	-	599432	410311	20931	66155
	Мазут	-	4100	2550	0	0
2021	Ядерное топливо	н/д	-	-	-	-
	Газ	-	599432	410311	20931	66155
	Мазут	-	4100	2550	0	0
2022	Ядерное топливо	н/д	-	-	-	-
	Газ	-	599432	410311	20931	66155
	Мазут	-	4100	2550	0	0

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

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

На основании СиПР ЕЭС России на 2017–2023 годы в таблице 40 приведен список генерирующего оборудования, запланированного к вводу с высокой вероятностью реализации и демонтажу на электростанциях энергосистемы Воронежской области в 2017–2022 годах.

9.2. 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 энергий.

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 40 - Список генерирующего оборудования, запланированного к вводу, демонтажу, модернизации и перемаркировке с высокой вероятностью реализации на электростанциях Воронежской области в 2017–2022 годы, МВт

№ п/п	Станционный номер, тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип ввода/ Демонтаж/ Перемаркировка	2017 год	2018 год	2019 год	2020 год	2021 год	2022 год	
1	10 ПГУ(Т)	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	новое строительство		223					
2	6 ВВЭР	Нововоронежская АЭС	АО «Концерн Росэнергоатом»	перемаркировка	-15,1						
3	2 ВВЭР-1200 (энергоблок №7)			новое строительство		1195,4					
4	4 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	окончательный демонтаж				-30			
5	5 ПТ-30-90				-30						
6	6 ПТ-30-90								-30		
7	7 Р-14-90								-14		
8	8 Р-14-90								-14		
9	9 ПР-20-90								-20		

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 на 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.

9.3. 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.

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 схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Воронежской области последующих периодов 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 2018–2022 годов представлен в таблице 41.

Таблица 41 - Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техперевооружению) в 2018–2022 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект	Обоснование
1	Строительство одноцепной ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол № 2 с реконструкцией ПС 500 кВ Старый Оскол в части установки линейной ячейки 500 кВ	92 км	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на период 2017–2023 годов
2	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка	120,3 км, 125 МВА	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»	
3	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	2 ячейки 110 кВ	2018	ПАО «МРСК Центра»	Проект ИП ПАО «МРСК Центра» на 2017-2022 гг. (этап СМР)
4	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»	
5	Комплексная реконструкция ПС 220 кВ Южная с заменой трех АТ (200 МВА, 125 МВА, 125 МВА) на два АТ 250 МВА с заменой БСК-1 и БСК-2 на аналогичную мощность	2х250 МВА 2х54,5 Мвар	2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	СиПР ЕЭС России на период 2017–2023 годов
6	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка новых выключателей с отключающей способностью не менее 40 кВ и замена существующих выключателей 110 кВ в РУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Установка токоограничивающих реакторов в ВЛ-110-5,6 и ВЛ-110-23,24	-	2018	ПАО «Квадра»	СВМ 10 ПГУ Воронежской ТЭЦ-1. ТУ на ТП
7	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2018	ПАО «МРСК Центра»	Заклученный договор ТП филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго». Утвержденные ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» энергопринимающих устройств ООО «Выбор» от 28.12.2015

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект	Обоснование
8	Строительство ПС 110 кВ Озерки со строительством КЛ 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	2018 ¹¹	ООО «Каскадэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС»	Заключенный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ОАО «Каскадэнерго» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 26.03.2015 с изменениями от 09.10.2015
9	Строительство ПС 110 кВ Родина со строительством КВЛ 110 кВ Латная – Родина (ячейка 110 кВ на ПС 220 кВ Латная установлена в 2016 году)	1х25 МВА, 5,1 км	2018	ООО «Родина», ПАО «ФСК ЕЭС»	Заключенный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Родина» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 03.07.2015
10	Строительство ПС 110 кВ Парковая со строительством КВЛ 110 кВ Южная – Парковая №1,2. Установка 2 (двух) ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Южная	2х63 МВА, 2х1,1 км 2х3,1 км 2 ячейки 110 кВ	2018	Департамент строительной политики Воронежской области, ПАО «ФСК ЕЭС»	Заключенный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств департамента строительной политики Воронежской области к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 19.12.2012 с изменениями от 05.02.2014, 18.04.2014, 30.05.2016

¹¹ 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	Обоснование
11	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежский со строительством ВЛ 110 кВ Бобров – ТК Воронежский. Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Бобров	125 МВА, 1 ячейка 110 кВ ¹²	2018	СПК «Воронежский тепличный комбинат», ПАО «ФСК ЕЭС»	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Тепличный комбинат «Воронежский» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 23.09.2016
12	Строительство ПС 110 кВ Агроэко со строительством ВЛ 110 кВ Придонская – Агроэко. Увеличение мощности БСК-1 на ПС 220 кВ Придонская до 56 Мвар. Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Придонская	16 МВА, увеличение БСК-1 до 56 Мвар, 1 ячейка 110 кВ ¹³	2018	ООО «Агроэко- Юг», ПАО «ФСК ЕЭС»	Заклученный договор ТП ПАО «ФСК ЕЭС». Присоединение новых потребителей. Утвержденные ТУ на ТП энергопринимающих устройств ООО «Агроэко-Юг» к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.12.2016
13	Реконструкция ПС 110 кВ №31 Воля с заменой Т-1 мощностью 16 МВА на 25 МВА	25 МВА	2018	ПАО «МРСК Центра»	Загрузка ЦП на перспективу до 2022 года. Мероприятия имеются в ТУ на ТП согласно заключенным договорам
14	Реконструкция ПС 110 кВ Опорная с заменой Т-1, Т-2 мощностью 6,3 МВА на 16 МВА	2x16 МВА	2018	ПАО «МРСК Центра»	
15	Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 с заменой Т-1, Т-2 мощностью 16 МВА на 25 МВА	2x25 МВА	2019	ПАО «МРСК Центра»	
16	Реконструкция ПС 110 кВ №16 Юго-Западная с заменой трех трансформаторов 2x31,5+40 МВА на два трансформатора 2x63 МВА	2x63 МВА	2019	ПАО «МРСК Центра»	Акт технического состояния ПС 110 кВ №16 Юго-Западная от 09.09.2016, подписанного Первым заместителем директора – главным инженером филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

¹² Длина ВЛ 110 кВ Бобров – ТК Воронежский уточняется.

¹³ Длина ВЛ 110 кВ Придонская – Агроэко уточняется.

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Рекомендуемый год реализации	Субъект	Обоснование
17	Замена на ПС 220 кВ Южная 12 (двенадцати) выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2018	ПАО «ФСК ЕЭС»	Мероприятия имеются в ТУ на ТП ПГУ 223 МВт Воронежской ТЭЦ-1
18	Замена на ПС 110 кВ ГОО 2 (двух) выключателей 110 кВ на выключатели с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2018	ООО УК «Рудгормаш»	Превышение отключающей способности выключателей расчетного значения тока КЗ
19	Замена на ПС 110 кВ ГПП-1 выключателя 110 кВ В-110 Т-2 на выключатель с отключающей способностью не менее 40 кА	-	2018	АО «Воронеж-синтезкаучук»	

Приложение №1
к схеме и программе
перспективного развития электроэнергетики
Воронежской области на 2018-2022 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 01.01.2017

№ п/п	Наименование центра питания	Трансформатор	Напряжение (кВ)	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2017) (лет)
1	ПС 500 кВ Воронежская	АТ-1	500/110/10	250	2007	10
2		АТ-2	500/110/10	250	2002	15
3	ПС 330 кВ Лиски	АТ-1-240	330/220/35/10	240	1971	46
4		АТ-2-240	330/220/35/10	240	1984	33
5		АТ-1-200	220/110/10	200	1991	26
6		АТ-2-200	220/110/10	200	1992	25
7	ПС 220 кВ Бобров	АТ-1 200 МВА	220/110/35	125	1991	26
8		АТ-2 200 МВА	220/110/35	125	1990	27
9		Т-1	110/35/10	16	1990	27
10		Т-2	110/35/10	16	1987	30
11	ПС 220кВ Латная	АТ-2 125 МВА	220/110/35	125	1971	46
12		АТ-3 200 МВА	220/110/35	200	1977	40
13	ПС 220 кВ Южная	АТ-1 200 МВА	220/110/10	200	1985	32
14		АТ-2 135 МВА	220/110/10	135	1987	30
15		АТ-3 135 МВА	220/110/10	135	1985	32
16		Т-1	110/35/6	20	1959	58
17		Т-2	110/35/6	20	1959	58
18		Т-3	110/35/6	20	1960	57
19	ПС 220 кВ Кировская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1982	35
20		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1985	32
21	ПС 220 кВ Придонская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1979	38
22		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1984	33
23	ПС 220 кВ Цементник	Т-1	220/10	40	2012	5
24		Т-2	220/10	40	2012	5

Таблица 1.2 - Параметры трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Воронежской энергосистемы, эксплуатируемого филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2017

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2017) (лет)
1	ПС 110 кВ № 2	Т-1	63	2016	1
		Т-2	63	2016	1

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2017) (лет)
2	ПС 110 кВ № 6	T-1	25	2000	17
		T-2	32	2003	14
3	ПС 110 кВ № 9 СХИ	T-1	40	2011	6
		T-2	40	2012	5
4	ПС 110 кВ Центральная	T-1	63	2009	8
		T-2	63	2009	8
5	ПС 110 кВ № 11 Краснолесное	T-1	5,6	1960	57
		T-2	6,3	1964	53
6	ПС 110 кВ № 14 Западная	T-1	31,5	1960	57
		T-2	31,5	1962	55
7	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	T-1	40,5	1987	30
		T-2	40,5	1963	54
		T-3	63	1966	51
8	ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная	T-1	31,5	1961	56
		T-2	31,5	1963	54
		T-3	40	1976	41
9	ПС 110 кВ № 18 Туббольница	T-1	6,3	1982	35
		T-2	6,3	1975	42
10	ПС 110 кВ № 20 Северная	T-1	40	2014	3
		T-2	40	2014	3
11	ПС 110 кВ № 21 Восточная	T-1	25	1975	42
		T-2	20	1964	53
		T-3	40	2001	16
12	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	T-1	40	1983	34
		T-2	40	1985	32
		T-3	40	2008	9
13	ПС 110 кВ № 27 РЭП	T-1	32	1971	46
		T-2	32	1971	46
		T-3	63	1987	30
14	ПС 110 кВ № 28 Тепличная	T-1	25	2015	2
		T-2	25	2015	2
15	ПС 110 кВ № 29 ДСК	T-1	25	1975	42
		T-2	25	1975	42
16	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	T-1	40	1984	33
		T-2	40	2001	16
		T-3	63	2007	10
17	ПС 110 кВ № 31 Воля	T-1	16	1976	41
		T-2	25	1976	41
18	ПС 110 кВ № 32 Никольское	T-1	25	2012	5
		T-2	25	2012	5

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2017) (лет)
19	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	T-1	25	2011	6
		T-2	25	2011	6
20	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	T-1	40	2011	6
		T-2	40	2015	2
21	ПС 110 кВ № 42 Полюс	T-1	40	2015	2
		T-2	40	1987	30
22	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	T-1	63	1976	41
		T-2	63	2015	2
23	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	T-1	10	2016	1
		T-2	10	2015	2
24	ПС 110 кВ № 45 Калининская	T-1	63	1988	29
		T-2	63	1992	25
25	ПС 110 кВ № 47 Сомово	T-1	25	1989	28
		T-2	25	1992	25
26	ПС 110 кВ Панино	T-1	16	1971	46
		T-2	16	1975	42
27	ПС 110 кВ Прогресс	T-1	2,5	1979	38
		T-2	10	1979	38
28	ПС 110 кВ Рамонь-2	T-1	25	1992	25
		T-2	25	1997	20
29	ПС 110 кВ Ступино	T-1	10	1992	25
		T-2	6,3	1992	25
30	ПС 110 кВ Комплекс	T-1	10	1979	38
		T-2	10	1989	28
31	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	T-1	16	1974	43
		T-2	16	1987	30
32	ПС 110 кВ Нижнедевицк	T-1	16	1978	39
		T-2	16	1984	33
33	ПС 110 кВ Краснолипые	T-1	16	1967	50
		T-2	16	1974	43
34	ПС 110 кВ Ульяновка	T-1	6,3	1980	37
		T-2	6,3	1980	37
35	ПС 110 кВ Московское	T-1	10	1983	34
		T-2	10	1980	37
36	ПС 110 кВ Верхняя Хава	T-1	16	1982	35
		T-2	16	1982	35
37	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	T-1	6,3	1992	25
38	ПС 110 кВ Новоусманская	T-1	25	2012	5
		T-2	25	2012	5
39	ПС 110 кВ Анна	T-1	25	1983	34
		T-2	25	1983	34

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2017) (лет)
40	ПС 110 кВ Анна-2	Т-1	16	1978	39
41	ПС 110 кВ Архангельское	Т-1	10	1979	38
		Т-2	10	1987	30
42	ПС 110 кВ Борисоглебск	Т-1	25	1971	46
		Т-2	25	1975	42
43	ПС 110 кВ Большевик	Т-1	6,3	1979	38
44	ПС 110 кВ Восточная-1	Т-1	40	1983	34
45	ПС 110 кВ Верхний Карачан	Т-1	10	1992	25
		Т-2	10	1992	25
46	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	Т-2	6,3	1984	33
47	ПС 110 кВ Грибановка	Т-1	16	1981	36
		Т-2	16	1986	31
48	ПС 110 кВ Докучаево	Т-1	10	1975	42
		Т-2	10	1975	42
49	ПС 110 кВ Каменка	Т-1	10	1990	27
		Т-2	10	1977	40
50	ПС 110 кВ Листопадовка	Т-1	10	1989	28
		Т-2	10	1989	28
51	ПС 110 кВ Народное	Т-1	16	1986	31
		Т-2	10	2000	17
52	ПС 110 кВ Новохопёрск	Т-1	10	1975	42
		Т-2	16	1983	34
53	ПС 110 кВ Рождество	Т-1	6,3	1982	35
54	ПС 110 кВ Таловая-районная	Т-1	16	1986	31
		Т-2	16	1991	26
55	ПС 110 кВ Терновка	Т-1	10	1983	34
		Т-2	10	1967	50
56	ПС 110 кВ Химмаш	Т-1	16	1976	41
		Т-2	16	1974	43
57	ПС 110 кВ Щучье	Т-1	6,3	1985	32
		Т-2	6,3	1970	47
58	ПС 110 кВ Эртиль	Т-1	16	2009	8
		Т-2	16	1979	38
59	ПС 110 кВ Калач-1	Т-1	25	1989	28
		Т-2	25	1978	39
60	ПС 110 кВ Калач-2	Т-1	16	2007	10
		Т-2	16	2007	10
61	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	Т-1	16	1971	46
		Т-2	16	1975	42

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2017) (лет)
62	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	T-1	6,3	1979	38
		T-2	6,3	1985	32
63	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	T-1	10	1996	21
		T-2	10	1988	29
64	ПС 110 кВ Козловка	T-1	2,5	1980	37
		T-2	6,3	1991	26
65	ПС 110 кВ Филиппенково	T-1	6,3	1988	29
		T-2	6,3	1992	25
66	ПС 110 кВ Воробьевка	T-1	16	1982	35
		T-2	16	1988	29
67	ПС 110 кВ Солонцы	T-1	6,3	1970	47
		T-2	6,3	1985	32
68	ПС 110 кВ Калачеевская	T-1	6,3	1990	27
69	ПС 110 кВ Манино	T-1	16	1981	36
		T-2	16	1987	30
70	ПС 110 кВ Петропавловка	T-1	10	1980	37
		T-2	10	1986	31
71	ПС 110 кВ Верхний Мамон	T-1	16	1980	37
		T-2	10	1983	34
72	ПС 110 кВ Нижний Мамон	T-1	2,5	1980	37
		T-2	6,3	1991	26
73	ПС 110 кВ Большая Казинка	T-1	6,3	1985	32
74	ПС 110 кВ Дерезовка	T-1	6,3	1988	29
75	ПС 110 кВ Осетровка	T-1	6,3	1989	28
76	ПС 110 кВ Павловск-2	T-1	25	1986	31
		T-2	25	1981	36
77	ПС 110 кВ Богучар	T-1	16	1980	37
		T-2	16	1996	21
78	ПС 110 кВ с-з Радченский	T-1	10	1990	27
79	ПС 110 кВ Опорная	T-1	6,3	2006	11
		T-2	6,3	2006	11
80	ПС 110 кВ МЭЗ	T-1	25	1984	33
		T-2	25	1987	30
81	ПС 110 кВ Давыдовка	T-1	6,3	1966	51
		T-2	6,3	1982	35
82	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	T-1	6,3	1976	41
		T-2	6,3	1984	33
83	ПС 110 кВ Лискинская	T-1	10	1988	29
		T-2	16	1980	37

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2017) (лет)
84	ПС 110 кВ АНП	T-1	6,3	2009	8
		T-2	6,3	2009	8
85	ПС 110 кВ Добрино	T-1	10	1990	27
86	ПС 110 кВ Острогожск-районная	T-1	40,5	1963	54
		T-2	40,5	1963	54
87	ПС 110 кВ Коротояк	T-1	6,3	1966	51
		T-2	10	1968	49
88	ПС 110 кВ Коршево	T-1	6,3	1980	37
		T-2	6,3	1990	27
89	ПС 110 кВ Азовка	T-1	10	1981	36
90	ПС 110 кВ Шишовка	T-1	6,3	1968	49
91	ПС 110 кВ Хреновое	T-1	16	1984	33
		T-2	6,3	1978	39
92	ПС 110 кВ Россошь	T-1	16	1975	42
		T-2	16	1979	38
		T-3	40	1984	33
93	ПС 110 кВ Новая Калитва	T-1	6,3	1966	51
94	ПС 110 кВ Старая Калитва	T-1	6,3	1979	38
		T-2	6,3	1979	38
95	ПС 110 кВ Никоноровка	T-1	2,5	1976	41
		T-2	6,3	1985	32
96	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	10	1984	33
		T-2	10	1991	26
97	ПС 110 кВ Кантемировка	T-1	10	1975	42
		T-2	10	1986	31
98	ПС 110 кВ Бугаевка	T-1	16	1988	29
99	ПС 110 кВ Каменка	T-1	16	1993	24
		T-2	16	1993	24
100	ПС 110 кВ Подгорное-районная	T-1	16	1996	21
		T-2	16	1996	21
101	ПС 110 кВ Радуга	T-1	25	2015	2
		T-2	25	2015	2
102	ПС 110 кВ Студенческая	T-1	16	2016	1
		T-2	16	2016	1
103	ПС 110 кВ Северная	T-1	16	2016	1
		T-2	16	2016	1
104	ПС 110 кВ Курская	T-1	10	2015	2
		T-2	10	2015	2

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°C (А)	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2017) (лет)
1	ВЛ 500 кВ Балашовская - Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС (отпайка на Нововоронежскую АЭС)	88,43	3хАСО 480/60	2000	1959	58
2	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Воронежская	95,56	3хАС 400/51	2000	1972	45
3	ВЛ 500 кВ Борино - Воронежская	113,3	3хАС 400/51	1960	1972	45
4	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донская №1	2,24	3хАС-330/43	2000	1974	43
5	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Донская №2	1,65	3хАС-330/44	2000	1976	41
6	ВЛ 500 кВ Донская - Донбасская	334,38	3хАС 330/43	1890	1974	43
7	ВЛ 500 кВ Донская - Старый Оскол №1	102,5	3хАС 330/43	1960	1976	41
8	ВЛ 500 кВ Донская - Елецкая	212,2	3хАС 330/44	2000	1980	37
9	ВЛ 330 кВ Лиски - Валуйки	149,8	2хАС 240/32	1000	1969	48
10	ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1	36,8	АС 300/39	710	1966	51
11	ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №2	37,227	АС-400/51	710	1987	30
12	ВЛ 220 кВ Донская - Латная	63,2	АС-240/32	605	1971	46
13	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Губкин	113,4	АС-400/64	600	1976	41
14	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Латная	59,3	АСО 240	605	1971	46
15	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая	45,2	АС-400	945	1961	56
16	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Южная с отпайкой на ПС Новая	38,2	АС-400	945	1961	56
17	ВЛ 220 кВ Новая - Южная	35,97	АС-400	825	1982	35
18	ВЛ 220 кВ Новая - Кировская	42,96	АС-400	825	1982	35
19	ВЛ 220 кВ Кировская-Пост-474-тяговая	141,2	АС-400	825	1961	56
20	ВЛ 220 кВ Южная - Усмань-тяговая	156,4	АС-500/64	945	1961	56
21	ВЛ 220 кВ Лиски - Бобров	46,5	АС 300/39	710	1978	39
22	ВЛ 220 кВ Лиски - Придонская №1 с отпайкой на ПС Цементник	116,7	АС 300/39	710	1972	45
23	ВЛ 220 кВ Лиски - Придонская №2 с отпайкой на ПС Цементник	100,4	АС 300/40	710	1972	45
24	ВЛ 220 кВ Лиски - Бобров	46,5	АС-300	710	2008	9
25	КЛ 220 кВ Донская - Новая №1	1,9	Тайхан (Корея)	825	2015	2
26	КЛ 220 кВ Донская - Новая №2	1,92	CU/XLPE/CWS/F O/AL-FOIL/HDPE 1CX1600SQMM 220KV	825	2015	2

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 01.01.2017) (лет)
1	ВЛ 110 кВ Придонская – Зориновка-тяговая с отпайкой на ПС Кантемировка	75,34	1963	54
2	ВЛ 110 кВ Старая Калитва-1	36,1	1978	39
3	ВЛ 110 кВ Придонская – Казинка с отпайкой на ПС Старая Калитва (ВЛ 110 кВ Старая Калитва-2)	50,5	1978	39
4	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС-Бобров №1,2 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-1,2)	128,8	1963	54
5	ВЛ 110 кВ Бобров-Анна №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-1)	57	1964	53
6	ВЛ 110 кВ Бобров-Анна №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-2)	57	1974	43
7	ВЛ 110 кВ Бобров – Бобров-тяговая	12	1966	51
8	ВЛ 110 кВ Бобров – Таловая-районная с отпайкой на ПС Хреновое (ВЛ 110 кВ Бобров – Таловая-районная)	57,5	1966	51
9	ВЛ 110 кВ Лиски – Острогожск-районная с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожская-2)	47,9	1967	50
10	ВЛ 110 кВ Лиски-АНП	4,2	1967	50
11	ВЛ 110 кВ Острогожск-районная – АНП с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожск-АНП)	43,5	1967	50
12	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная I,II цепь (ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-1,2)	81,82	1967	50
13	ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка	114,9	1964	53
14	ВЛ 110 кВ Каменка – Подгорное-тяговая			2017
15	ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное-тяговая с отпайкой на Подгоренский цемзавод (ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное-тяговая)			2017
16	ВЛ 110 кВ Райновская-1,2	31,1	1963	54
17	ВЛ 110 кВ Россошь-1,2	20,2	1964	53
18	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая №1,2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-1,2)	75,68	1963	54
19	ВЛ 110 кВ Лиски-Лиски-тяговая №1,2 (ВЛ 110 кВ Блочная-1,2)	7	1963	54
20	ВЛ 110 кВ Павловская-1,2	126,2	1980	37
21	ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3)	51,1	1983	34
22	ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск №1,2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1,2)	51,2	1962	55
23	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Восточная-1	5,1	1983	34
24	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – НС-7 с отпайкой на ПС Большевик (ВЛ 110 кВ Елань Колено – НС-7)	16,45	1966	51
25	ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7 с отпайкой на ПС Новохоперск	106,9	1966	51

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Протяженность (км)	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации (на 01.01.2017) (лет)
	(ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7)			
26	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Половцево-тяговая с отпайками (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Половцево)	57,1	1966	51
27	ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево-тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево)	45,1	1966	51
28	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Таловая-тяговая (ВЛ 110 кВ Елань Колено – Таловая-тяговая)	44,4	1967	50
29	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка №1 (ВЛ 110 кВ Грибановка-1)	19,2	1982	35
30	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка №2 (ВЛ 110 кВ Грибановка-2)	19,2	1982	35
31	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка №2 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-2)	36,3	1963	54
32	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка №1 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-1)	41,5	1982	35
33	ВЛ 110 кВ Анна – Щучье	32,2	1966	51
34	ВЛ 110 кВ Щучье – Эртиль	31,8	1966	51
35	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Архангельское (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Архангельское)	67,4	1979	38
36	ВЛ 110 кВ Архангельское – Эртиль	56,5	1979	38
37	ВЛ 110 кВ Грибановка – Верхний Карачан	18,86	1994	23
38	ВЛ 110 кВ Верхний Карачан – Листопадовка	24,13	1993	24
39	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Листопадовка (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Листопадовка)	36,79	1994	23
40	ВЛ 110 кВ Докучаево-1	25,7	1974	43
41	ВЛ 110 кВ Химмаш-1,2	4,6	1976	41
42	ВЛ 110 кВ Таловая-тяговая – Таловая-районная	6,5	1986	31
43	ВЛ 110 кВ Байчурово-тяговая – Каменка (ВЛ 110 кВ Байчурово-Каменка)	0,3	1978	39
44	ВЛ 110 кВ Докучаево-2	29	1993	24
45	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Бобров-тяговая с отпайкой на ПС Хреновое (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Бобров-тяговая)	41,6	1967	50
46	ВЛ 110 кВ Анна – Анна-2 (ВЛ 110 кВ Анна-3)	3,99	1994	23
47	ВЛ 110 кВ Анна-2 – Таловая-районная	64,65	1998	19
48	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Манино	34,74	1987	30
49	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка 1 – Филиппенково	4,6	1966	51
50	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Осетровка	19,27	1978	39
51	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Филиппенково с отпайками (ВЛ 110 кВ Калач-1 – Филиппенково)	55,48	1966	51
52	ВЛ 110 кВ Новая Калитва – Опорная с отпайкой на ПС Дерезовка (ВЛ 110 кВ Новая Калитва – Опорная)	43,28	1988	29
53	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Казинка	25,92	1977	40
54	ВЛ 110 кВ Манино – Искра	25,72	1993	24
55	ВЛ 110 кВ Опорная – Осетровка с отпайкой на ПС Богучар (ВЛ 110 кВ Опорная – Осетровка)	27,49	1978	39

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Протяженность (км)	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации (на 01.01.2017) (лет)
56	ВЛ 110 кВ Нижний Мамон – Петропавловка	36,98	1979	38
57	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Нижний Мамон	11,98	1979	38
58	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Верхний Мамон	65,7	1980	37
59	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2)	57,4	1963	54
60	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1)	58,4	1979	38
61	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Бутурлиновка-1	4,68	1963	54
62	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Калач-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2-Калач-2)	60,28	1983	34
63	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калач-2	7,68	1983	34
64	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калачеевская	10,32	1990	27
65	ВЛ 110 кВ Петропавловка – Калачеевская	39,9	1990	27
66	ВЛ 110 кВ Опорная – с/з Радченский	37,04	1991	26
67	ВЛ 110 кВ Опорная – Богучар	3,27	1991	26
68	ВЛ-110-1	46,18	1980	37
69	ВЛ-110-2	43,69	1980	37
70	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная №3 с отпайками (ВЛ-110-3)	29,92	1959	58
71	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная №4 с отпайками (ВЛ-110-4)	4,7	1959	58
72	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – ДСК №5 с отпайками (ВЛ-110-5)	14,92	1959	58
73	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Западная №6 с отпайками (ВЛ-110-6)	14,92	1959	58
74	ВЛ 110 кВ ДСК – Западная №6А (ВЛ-110-6А)	2,3	1964	53
75	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК №7 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-7)	18,82	1989	28
76	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК №8 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-8)	18,82	1989	28
77	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК №9 с отпайками (ВЛ-110-9)	29,79	1964	53
78	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК №10 с отпайками (ВЛ-110-10)	29,79	1964	53
79	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №11 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-11)	21,67	1965	52
80	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №12 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-12)	21,67	1965	52
81	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК №13 с отпайками (ВЛ-110-13)	7,07	1963	54
82	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК №14 с отпайками (ВЛ-110-14)	7,07	1963	54
83	ВЛ-110-15	7,9	1968	49
84	ВЛ-110-16	7,9	1968	49
85	ВЛ-110-17	51	1968	49
86	ВЛ 110 кВ Анна – Прогресс (ВЛ-110-18)	17,5	1971	46
87	ВЛ-110-19	7,2	1973	44

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Протяженность (км)	Год ввода в эксплуатацию	Срок эксплуатации (на 01.01.2017) (лет)
88	ВЛ 110 кВ Верхняя Хава – Панино (ВЛ-110-20)	44,4	1995	22
89	ВЛ-110-21,22	12,2	1988	29
90	ВЛ 110 кВ №23 Воронежская ТЭЦ-1 – ПС №6 с отпайкой на ПС №2 (ВЛ-110-23)	5,3	1988	29
91	ВЛ 110 кВ №24 Воронежская ТЭЦ-1 – ПС №6 с отпайкой на ПС №2 (ВЛ-110-24)	5,3	1988	29
92	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25)	24,5	1976	41
93	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)	24,5	1976	41
94	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №27 с отпайками (ВЛ-110-27)	6,25	1976	41
95	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28)	6,25	1976	41
96	ВЛ-110-29	52,86	1977	40
97	ВЛ-110-30	52,86	1977	40
98	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ №31 (ВЛ-110-31)	5	1977	40
99	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ №32 (ВЛ-110-32)	5	1977	40
100	ВЛ-110-34	2,4	1995	22
101	ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава №35 с отпайками (ВЛ-110-35)	40,05	1982	35
102	ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава №36 с отпайками (ВЛ-110-36)	40,05	1982	35
103	ВЛ 110 кВ Панино – Прогресс (ВЛ-110-37)	11	1971	46
104	ВЛ-110-38	20,22	1995	22
105	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная №39 с отпайкой на ПС ВШЗ-2 (ВЛ-110-39)	8,52	1983	34
106	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная №40 с отпайкой на ПС ВШЗ-2 (ВЛ-110-40)	8,52	1983	34
107	ВЛ-110-41,42	9,6	1987	30
108	ВЛ-110-43	4,1	1987	30
109	ВЛ-110-44	4,9	1987	30
110	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №45 (ВЛ-110-45)	19,3	1986	31
111	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №46 (ВЛ-110-46)	19,3	1986	31
112	ВЛ-110-47,48	70,2	1988	29
113	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка №49 с отпайками (ВЛ-110-49)	17,5	1976	41
114	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка №50 с отпайками (ВЛ-110-50)	17,5	1976	41
115	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка №51 с отпайками (ВЛ-110-51)	20,16	1965	52
116	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка №52 с отпайками (ВЛ-110-52)	20,16	1965	52
117	ВЛ 110 кВ Хохольская цепь 1,2	31,2	1988	29
118	ВЛ 110 кВ Колодезная-1, Колодезная-2	32	2004	13
119	КЛ 110 кВ Калининская – Центральная №1 и №2	3,4	2010	7
120	КЛ 110 кВ №2 – Центральная №1 и №2	6,83	2013	4
121	КЛ Погорное – Студенческая №1 и №2	12,1	2015	2

Таблица 1.5 - Перечень потребительских подстанций (включая подстанции ОАО «РЖД») на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2017

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)
Воронежский участок				
1	ПС 110 кВ АВИО	ПАО «ВАСО»	Т-1	25
2			Т-2	25
3	ПС 110 кВ ГОО	ООО УК «Рудгормаш»	Т-1	16
4			Т-2	25
5	ПС 110 кВ ВЗР	ОАО «ВЭКС» Воронежский экскаватор	Т-1	40
6			Т-2	32
7	ПС 110 кВ №17 КБХА	АО «КБХА»	Т-1	63
8			Т-2	63
9	ПС 110 кВ ППС	АО «Юго-Запад транснефтепродукт»	Т-1	10
10			Т-2	10
11	ПС 110 кВ Строительная	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	10
12	ПС 110 кВ Жилпоселковая	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	10
13			Т-2	10
14	ПС 110 кВ ГПП-1	АО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	31,5
15			Т-2	31,5
16	ПС 110 кВ ГПП-2	АО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	32
17			Т-2	32
18	ПС 110 кВ ГПП-3	АО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	32
19			Т-2	32
20	ПС 110 кВ ГПП-4	АО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	25
21			Т-2	25
22	ПС 110 кВ ЗАК	ООО «ТеплоЭнергоГаз»	Т-1	40
23			Т-2	25
24	ПС 110 кВ Воронежстальмост	ЗАО «Воронежстальмост»	Т-1	6,3
25			Т-2	6,3
26	ПС 110 кВ №48 Дружба	ОАО «Видефон»	Т-1	25
27			Т-2	25
28	ПС 110 кВ Жилзона	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	25
29			Т-2	25
30	ПС 110 кВ Заводская	ООО «Бунге СНГ»	Т-1	10
31			Т-2	10
32	ПС 110 кВ Подгорная-2	ООО «Стройинвест Лайн»	Т-1	25
33			Т-2	25
34	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
35			Т-2	40
36	ПС 110 кВ Колодезная-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
37			Т-2	40

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)
38	ПС 110 кВ Коминтерновская	ООО «Крона»	T-1	40
39			T-2	31,5
40			T-3	31,5
41	ПС 110 кВ Индустриальная	АО «ВИНКО»	T-1	40
42			T-2	40
Лискинский участок				
43	ПС 110 кВ ЗМЗ	ЗАО «Лискимонтажконструкция»	T-1	16
44			T-2	16
45	ПС 110 кВ РЭАЗ	МУП «Россопанская горэлектросеть»	T-1	10
46			T-2	10
47	ПС 110 кВ Подгоренский цементзавод	ЗАО «Подгоренский цементник»	T-1	10
48			T-2	10
49	ПС 110 кВ Кислотная	АО «Минудобрения»	T-1	40
50			T-2	40
51	ПС 110 кВ Азотная	АО «Минудобрения»	T-1	63
52			T-2	63
53	ПС 110 кВ НС-8	ПАО «Трансаммиак» филиал «Воронежское управление»	T-1	6,3
54			T-2	6,3
55	ПС 110 кВ Лиски- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40,5
56			T-2	40
57			T-3	40
58	ПС 110 кВ Острогожск-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
59			T-2	40
60	ПС 110 кВ Журавка- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
61			T-2	40
62	ПС 110 кВ Райновская-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
63			T-2	40
64	ПС 110 кВ Подгорное- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
65			T-2	40
66	ПС 110 кВ Евдаково- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
67			T-2	40
68	ПС 110 кВ Строительная НВАЭС- 2	АО «Концерн Росэнергоатом»	T-1	10
69			T-2	10
70	ПС 110 кВ Сергеевка- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
71			T-2	40
Борисоглебский участок				
72	ПС 220 кВ Бобров- тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
73			T-2	40
74	ПС 110 кВ НС-7	«Воронежское управление» филиал ПАО «Трансаммиак»	T-1	6,3
75			T-2	6,3

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность (МВА)
76	ПС 110 кВ Байчурово-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
77			Т-2	40
78	ПС 110 кВ Поворино-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
79			Т-2	20
80	ПС 110 кВ Таловая-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
81			Т-2	40
82	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
83			Т-2	40
84	ПС 110 кВ Половцево-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	20
85			Т-2	20
Калачевский участок				
86	ПС 110 кВ Павловск-2	ОАО «Павловск Неруд»	Т-1	25
87			Т-2	25
88	ПС 110 кВ Павловск-4	ОАО «Павловск Неруд»	Т-1	40
89			Т-2	16
90			Т-3	16
91			Т-4	40

Таблица 1.6 - Перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2017

№ 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

№ п/п	Наименование электростанции	Собственник	Трансформатор	Напряжение (кВ)	Номинальная мощность (МВА)
20			T-6	110/6	40,5
21			T-7	110/35/6	40,5
22			ТСВ-3	110/6	25
23			T-9	110/6	40
24			Воронежская ТЭЦ-2	ПАО «Квадра»	T-1
25	T-2	110/10			63
26	T-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

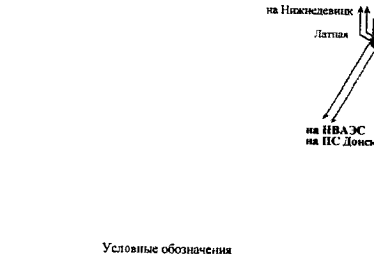
АТ – автотрансформатор;
 АЭС – атомная электростанция;
 БСК – батарея статических конденсаторов;
 В – выключатель;
 ВИЭ – возобновляемые источники энергии;
 ВЛ – воздушная линия;
 ВРП – валовый региональный продукт;
 ГВС – горячее водоснабжение;
 ДЗО – дочерние и зависимые общества;
 ЕЭС – единая энергетическая система;
 ЗАО – закрытое акционерное общество;
 кВт – киловатт;
 кВт·ч – киловатт в час;
 КЗ – короткое замыкание;
 КЛ – кабельная линия;
 ЛЭП – линия электропередачи;
 МВА – мегавольт-ампер;
 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;
 ПГУ – парогазовая установка;
 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;
 $I_{длtn}^{\pm}$ – длительно допустимый ток нагрузки;
 $I_{ном}$ – номинальный ток.

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2018-2022 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 электростанций объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемый к вводу (реконструкции) в 2018-2022 годах

№ п/п	Наименование проекта	Параметры	Рекомендуемый год реализации
1	Строительство линейной ВЛ 500 кВ Дзержинск - Стрела (линия №3) с подстанцией 500 кВ Стрела	92 км	2018
2	Строительство линейной ВЛ 220 кВ Дзержинск - Южная	120,3 км	2018
3	Строительство линейной ВЛ 220 кВ Дзержинск - Южная	120,3 км	2018
4	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
5	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
6	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
7	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
8	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
9	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
10	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
11	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
12	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
13	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
14	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
15	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
16	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
17	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
18	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
19	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
20	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
21	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
22	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
23	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
24	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
25	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
26	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
27	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
28	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
29	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018
30	Строительство КЛ 110 кВ КС 220 кВ Воронежская-2	2,6 км	2018



Условные обозначения

Электростанции	
Существующие	Наименованы
ВЛ 110 кВ	ВЛ 110 кВ
ВЛ с 2-цепным исполнением	ВЛ с 2-цепным исполнением
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 110/35/10-6 кВ	ПС 110/35/10-6 кВ
ПС 110/10-6 кВ	ПС 110/10-6 кВ
Абонентские ПС 110/35/10-6 кВ	Абонентские ПС 110/35/10-6 кВ
Абонентские ПС 110/10-6 кВ	Абонентские ПС 110/10-6 кВ
ТЭС	ТЭС

