



УКАЗ
ГУБЕРНАТОРА ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ

от 31 июля 2020 г.

№ 313-у

г. Воронеж

**Об утверждении схемы и
программы перспективного
развития электроэнергетики
Воронежской области
на 2021 – 2025 годы**

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить прилагаемую схему и программу перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2021 – 2025 годы.
2. Признать утратившим силу указ губернатора Воронежской области от 26.04.2019 № 204-у «Об утверждении схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2020 – 2024 годы».
3. Настоящий указ вступает в силу с 01 января 2021 года.
4. Контроль за исполнением настоящего указа возложить на заместителя председателя правительства Воронежской области Честикина С.А.

Губернатор
Воронежской области



А.В. Гусев

УТВЕРЖДЕНА
указом губернатора
Воронежской области
от 31 июля 2020 г. № 313-у

**Схема и программа перспективного
развития электроэнергетики
Воронежской области на 2021 – 2025 годы**

Оглавление

Введение	4
1. Проведение ретроспективного анализа и общее описание энергосистемы Воронежской области.....	7
1.1. Общая характеристика Воронежской области	7
1.2. Характеристика энергосистемы Воронежской области	15
1.3. Перечень крупных существующих потребителей с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет	19
1.4. Отчетная динамика потребления электроэнергии за последние 5 лет	20
1.5. Структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет.....	20
1.6. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области.....	21
2. Проведение анализа текущих показателей функционирования	22
2.1. Состав существующих электростанций.....	22
2.2. Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории Воронежской области.....	22
2.3. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности	23
2.4. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Воронежской области в целом за последние 5 лет.....	24
2.5. Характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов энергосистемы Воронежской области.....	26
2.6. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше.....	26
2.7. Внешние электрические связи ЭС: техническое состояние и режимы работы.....	43
2.8. Динамика основных показателей энергоэффективности и электроэффективности за 5 лет	45
3. Проведение расчетов текущих значений ключевых параметров функционирования системы энергетики Воронежской области	47
3.1. Анализ особенностей функционирования энергосистемы Воронежской области, оценка балансовой и режимной ситуации, выявление наличия схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений	47
4. Составление перспективных балансов и анализ развития электроэнергетики Воронежской области на пятилетнюю перспективу.....	58
4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики	58
4.2. Прогноз потребления электроэнергии на пятилетний период	59

4.3. Прогноз потребления мощности на пятилетний период на территории Воронежской области.....	59
4.4. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Воронежской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1 % потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме	61
4.5. Перечень (мероприятия) планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Воронежской области мощностью свыше 5 МВт.....	62
4.6. Прогноз развития энергетики Воронежской области на основе возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.....	63
4.7. Оценка перспективной балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на пятилетний период.....	65
4.8. Выполнение расчетов электрических режимов работы электрической сети напряжением 110 кВ и выше на пятилетний период.....	66
4.9. Определение предварительного состава замещающих мероприятий в части сооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и выше, при выводе из эксплуатации открытого распределительного устройства 110 кВ Нововоронежской АЭС.....	73
4.10. Определение и составление на основании балансовых и электрических расчетов перечня схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше.....	86
4.10.1. Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше.....	86
4.10.2. Анализ перспективной загрузки ЦП 110 кВ и выше.....	100
4.11. Проверка достаточности предлагаемых электросетевых решений для ликвидации схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.....	108
4.12. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техпереворужению), в том числе для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.....	110
4.13. Анализ баланса реактивной мощности и условия регулирования напряжения сети 110 кВ и выше, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их тип и мощность.....	113
4.14. Оценка уровней токов короткого замыкания на шинах 110, 220 кВ ПС 110 кВ и выше (выполнение расчета ТКЗ) на расчетный год и перспективу 5 лет.....	116
4.15. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ	118
4.16. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций.....	119
Приложение. Схема развития электроэнергетики Воронежской области на 2021-2025 годы.....	125

Введение

Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Воронежской области на 2021–2025 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).

Основными целями разработки СиПРЭ Воронежской области являются:

- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций с целью создания эффективной и сбалансированной энергетической инфраструктуры, обеспечивающей социально-экономическое развитие.

Задачами формирования СиПРЭ Воронежской области являются:

- разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации и электросетевых объектов номинальным классом напряжения 110 кВ и выше, по энергосистеме Воронежской области (далее – ЭС) на пятилетний период по годам;
- разработка предложений по развитию электрических сетей номинальным классом напряжения 110 кВ и выше по ЭС на пятилетний период для обеспечения надежности функционирования в долгосрочной перспективе;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса области.

Основными принципами формирования СиПРЭ Воронежской области являются:

- схема основной электрической сети Воронежской области должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;
- схема выдачи мощности электростанции (независимо от типа и установленной мощности) должна обеспечивать в нормальной схеме выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь);
- схема выдачи мощности электростанций установленной мощностью 50 МВт и более (за исключением солнечных и ветровых электростанций) при выводе в ремонт одной из отходящих от шин электростанции линий электропередачи, трансформатора, автотрансформатора связи или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (единичная ремонтная схема)

должна обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения (энергоблок, очередь);

- схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при полной схеме сети и при отключении одного сетевого (генерирующего) элемента в зимний период;

- схема и параметры основных и распределительных сетей должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при ремонтной схеме сети с аварийным отключением одного сетевого (генерирующего) элемента в летний период;

- применение новых технологических решений при формировании долгосрочных схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

СиПРЭ Воронежской области сформирована с учетом:

- проекта Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы;

- Энергетической стратегии России на период до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р;

- Комплексной программы развития электрических сетей филиала ПАО «МРСК Центра – «Воронежэнерго» на пятилетний период с 2020 по 2024 годы;

- инвестиционных программ генерирующих и электросетевых компаний, утверждаемых в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»;

- схем выдачи мощности электростанций, выполненных проектными организациями (при их наличии);

- схем внешнего электроснабжения потребителей, выполненных проектными организациями (при их наличии), которые будут реализованы в период до 2025 года;

- документов территориального планирования Воронежской области и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов Воронежской области.

Работа выполняется в соответствии с требованиями следующих нормативно-методических материалов:

- Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

- Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;

- требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности

объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем»;

– Методических рекомендаций по разработке Схемы и программы развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации на 5-летний период (протокол Минэнерго России от 09.11.2010 № АШ-369пр);

– Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

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 перспективного развития 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. Проведение ретроспективного анализа и общее описание энергосистемы Воронежской области

1.1. Общая характеристика Воронежской области

Воронежская область – субъект Российской Федерации, расположенный в европейской части страны. Входит в состав Центрального федерального округа. На севере граничит с Тамбовской и Липецкой областями, на востоке – с Волгоградской и Саратовской областями, на юге – с Ростовской областью и Луганской областью Украины, 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 01.01.2020 составляла 2 324,205 тыс. чел. Удельный вес городского населения – 67,84 %, плотность населения – 44,50 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 01.01.2020)

Административно-территориальные единицы	Численность (чел.)
Городской округ - город Воронеж	1 058 261
Борисоглебский городской округ	70 900
Городской округ - город Нововоронеж	31 540
Аннинское городское поселение	16 064
Городское поселение - город Бобров	20 654
Городское поселение - город Богучар	11 048
Залиманское сельское поселение	5 213
Бутурлиновское городское поселение	24 071
Верхнемамонское сельское поселение	7 473
Верхнехавское сельское поселение	8 191
Углянское сельское поселение	5 815
Воробьевское сельское поселение	6 094
Грибановское городское поселение	14 775
Городское поселение - город Калач	18 732
Заброденское сельское поселение	8 893
Каменское городское поселение	7 953
Кантемировское городское поселение	10 731
Митрофановское сельское поселение	5 232
Колодезянское сельское поселение	6 438
Городское поселение - город Лиски	53 794
Давыдовское городское поселение	5 851
Среднеикорецкое сельское поселение	5 763

Административно-территориальные единицы	Численность (чел.)
Нижедевицкое сельское поселение	5 443
Воленское сельское поселение	7 827
Орловское сельское поселение	5 273
Отраденское сельское поселение	9 893
Усманское 1-е сельское поселение	16 354
Усманское 2-е сельское поселение	20 443
Городское поселение - город Новохоперск	16 757
Коленовское сельское поселение	5 655
Ольховатское городское поселение	12 593
Городское поселение - город Острогожск	32 720
Городское поселение - город Павловск	24 453
Панинское городское поселение	6 204
Городское поселение - город Поворино	16 702
Песковское сельское поселение	6 277
Подгоренское городское поселение	9 500
Рамонское городское поселение	9 692
Айдаровское сельское поселение	5 346
Яменское сельское поселение	6 292
Репьевское сельское поселение	5 332
Городское поселение - город Россошь	62 625
Городское поселение - город Семилуки	27 036
Латненское городское поселение	7 240
Девицкое сельское поселение	5 745
Землянское сельское поселение	5 173
Таловское городское поселение	11 073
Терновское сельское поселение	5 647
Хохольское городское поселение	12 442
Городское поселение - город Эртиль	11 525



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. Средняя июльская 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 и до 600 мм на юго-востоке. Большая часть области расположена в лесостепной зоне. На юго-востоке преобладает степная зона. На территории области расположено 738 озер и 2408 прудов, протекает 1343 реки длиной более 10 км. Главной водной артерией Воронежской области является река Дон с притоками.

Преимущество экономико-географического положения определяется близостью индустриально развитых районов, развитой транспортной системой, обеспечивающей устойчивые экономические связи не только с районами России, но и со странами ближнего зарубежья. Через город 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 между Россией и Украиной, 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 том числе 858 км – электрифицированных путей).

В таблице 2 приведена структура валового регионального продукта в Воронежской области (далее - ВРП Воронежской области) по видам экономической деятельности. В структуре ВРП основными видами экономической деятельности

являлись: торговля оптовая и розничная, ремонт автотранспортных средств и мотоциклов – 18,6 %; сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство – 13,8 %; обрабатывающие производства – 14,7 %; деятельность по операциям с недвижимым имуществом – 11,2 %.

Таблица 2. Структура ВРП Воронежской области по видам экономической деятельности за 2018 год¹

Вид экономической деятельности	Доля в структуре валового регионального продукта, в процентах
Сельское, лесное хозяйство, охота, рыболовство и рыбоводство	13,8
Добыча полезных ископаемых	0,5
Обрабатывающие производства	14,7
Обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха	2,5
Водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизация отходов, деятельность по ликвидации загрязнений	0,7
Строительство	8,1
Торговля оптовая и розничная; ремонт автотранспортных средств и мотоциклов	18,6
Транспортировка и хранение	7,0
Деятельность гостиниц и предприятий общественного питания	0,8
Деятельность в области информации и связи	2,3
Деятельность финансовая и страховая	0,3
Деятельность по операциям с недвижимым имуществом	11,2
Деятельность профессиональная, научная и техническая	4,3
Деятельность административная и сопутствующие дополнительные услуги	1,8
Государственное управление и обеспечение военной безопасности, социальное обеспечение	4,7
Образование	3,7
Деятельность в области здравоохранения и социальных услуг	4,1
Деятельность в области культуры, спорта, организации досуга и развлечений	0,5
Предоставление прочих видов услуг	0,4

Структура хозяйства Воронежской области имеет индустриально-аграрный характер.

Особенностью промышленности Воронежской области является преобладание обрабатывающей промышленности (78 % от суммарного объема отгруженных товаров всеми предприятиями промышленных видов деятельности), а также значительная доля электроэнергетики (18 % от суммарного объема отгруженных товаров всеми предприятиями промышленных видов деятельности). Значительная доля промышленных предприятий Воронежской области, в особенности машиностроительного сектора, расположена в городе Воронеже.

¹ Данные за 2019 год на момент разработки СиПРЭ Воронежской области отсутствуют.

Обрабатывающая промышленность представлена производством пищевых продуктов (47 % от производимых товаров предприятий обрабатывающей промышленности), химическим производством (12 %), производством электрооборудования, электронного и оптического оборудования (8 %), производством прочей неметаллической минеральной продукции (6 %), производством машин и оборудования (6 %).

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 маслосемяно-жировой отраслями. ООО «Продимекс» занимает ведущее место в производстве сахарного песка, в его состав входят сахарные заводы в Новохоперском, Калачеевском, Панинском, Хохольском, Ольховатском, Аннинском, Эртильском и Лискинском муниципальных районах. Значительную долю рынка молочных продуктов занимает АО «Молвест». Компании принадлежат молочные заводы в городе Воронеже, Богучарском, Калачеевском, Новохоперском, Хохольском, Верхнемамонском муниципальных районах. Производство рафинированных масел в области на 80 % сосредоточено в ЗАО «Группа компаний «Маслопродукт». В Каширском муниципальном районе расположен маслоэкстракционный завод (филиал ООО «Бунге СНГ» в п. Колодезном). Крупнейшая кондитерская фабрика – ОАО «Воронежская кондитерская фабрика» - расположена в городе 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 «Воронежское акционерное самолетостроительное общество» (далее - ПАО «ВАСО»), «Воронежский механический завод» – филиал ФГУП «ГКНЦП 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 «ГКНЦП 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. АО «Павловск Неруд» - крупнейшее в России предприятие по добыче и производству нерудных материалов. Основу продукции составляет гранитный щебень, строительный камень, песок.

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

Индустриальный парк «Масловский» расположен на границе городского округа город Воронеж и территории Новоусманского муниципального района. Парк занимает территорию площадью 595,94 га земель промышленного назначения (с перспективой расширения до 2300 га) промышленного назначения. Специализацией парка является машиностроение и металлообработка. Основные существующие резиденты индустриального парка «Масловский»:

- ООО «Сименс Трансформаторы» (проектирование, производство, реализация, сборка, ремонт, обслуживание, а также другие услуги «жизненного цикла» для трансформаторов, включая мониторинг и диагностику, установку и ввод в эксплуатацию электротехнических трансформаторов и компонентов);
- ООО «Воронежсельмаш» (производство сельскохозяйственных машин и оборудования);
- ООО УСК «СпецСтальТехМонтаж» (производство строительных металлических конструкций);
- ООО ПК «Ангстрем» (производство и хранение корпусной мебели из закупаемой ЛДСП с применением МДФ, ДВП с их переработкой);
- ООО «ЛС» (складские комплексы для хранения семян и средств защиты растений, оказание логистических услуг (ответственное хранение продукции));
- ООО «Гранд Лайн - Центр» (профилирование тонколистового оцинкованного (окрашенного) холоднокатаного металла, профнастил, металлочерепица, водосточные системы, заборы, саморезы, профили под гипсокартон));
- АО «ОФС РУС Волоконно-оптическая кабельная компания» (производство кабельной продукции);
- ООО «Выбор-ОБД» (производство изделий из бетона, гипса и цемента (завод объемно-блочного домостроения));
- ООО «Бионорика Фармасьютикалс» (производство фармацевтических продуктов);
- ООО «ЕВРОПАК ГРУПП» (производство гофрокартона и гофроупаковки);

- ООО «ДорХан - Воронеж» (металлообработка и производство подвижных ограждающих конструкций (производство полного ассортимента комплектующих для всех типов ворот, роллет и перегрузочного оборудования));
- ООО «НаДо»: производство фруктов-ягодных наполнителей (переработка и консервирование фруктов и овощей).

Индустриальный парк «Лискинский» расположен на окраине города 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 индустриального парка – 262,535 га.

Основные резиденты:

- АО «Лиски-Металлист»;
- Лискинский завод «Спецжелезобетон» – филиал АО «БетЭлТранс» (производство шпал и брусьев стрелочных переводов);
- ООО «Техкорм»;
- ООО «Трау Нутришен Воронеж»;
- АО «Лискинский газосиликат»;
- АО «Лискисахар».

Индустриальный парк «Бобровский» расположен в городе Боброве, занимает территорию площадью 464,3 га. Площадка для парка «Бобровский» граничит с автодорогой и железнодорожной магистралью.

Основные резиденты:

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

Индустриальный парк «Перспектива» находится в Новоусманском районе на расстоянии 10 км от города Воронежа в селе Бабяково Новоусманского района. Парк занимает территорию площадью 146,3545 га. Одна из значимых особенностей парка – близость трассы М4 «Дон». Специализация парка – предприятия малого и среднего бизнеса. Основные резиденты индустриального парка «Перспектива»:

- ООО «КвадроПресс»;
- ООО «Компания Краски»;
- ООО «АнтиКорр-Сервис»;
- ООО «Лакокраска»;
- ООО «Мега Мебель»;
- ООО «Воронежский завод металлических дверей»;
- ООО «Сан Лайт Электро»;
- торгово-выставочный центр (инвестпроект);
- логистический комплекс класса «А» (A-Logistic);
- мебельный кластер (инвестпроект);
- производство товаров для туризма и отдыха;

- комплекс металлообработки;
- официальный дилер CHEVRON;
- производство мебели;
- производственная база строительной компании;
- предприятия металлообработки;
- производство биогранул (пеллеты);
- производство электрощитового оборудования «ЭПС»;
- подстанция электроснабжения;
- завод пищевого и холодильного оборудования;
- производственный комплекс;
- производство упаковочной тары;
- производственная база металлообработки;
- производство полиэтиленовой продукции;
- складские комплексы;
- разработка и производство учебных комплексов;
- производственный комплекс;
- производственная база.

16.03.2018 принято постановление Правительства Российской Федерации № 264 «О создании территории опережающего социально-экономического развития «Павловск»» (далее – ТОСЭР). ТОСЭР «Павловск» – экономическая зона со льготными налоговыми условиями и упрощенными административными процедурами, созданная для привлечения инвестиций, ускоренного развития экономики и улучшения жизни населения моногорода Павловск Воронежской области. Территория опережающего развития создается на 10 лет. Срок существования территории опережающего развития может быть продлен на 5 лет. Основными перспективными резидентами ТОСЭР «Павловск» являются:

- ООО «АГРОЭКО-ЮГ» (строительство предприятия по переработки мяса свиней, выращиваемых на территории Воронежской области, предприятиями группы компаний «АГРОЭКО»);
- АО «Павловскагропродукт» (реконструкция маслоэкстракционного завода с увеличением мощности на 80 %);
- АО «Павловскагропродукт» (производство сельскохозяйственных машин);
- АО «Архбум» (строительство завода по производству макулатурного картона);
- ООО «Сладуника» (создание пищекомбината по переработке и хранению ягод и овощей и производству качественных фруктовых и овощных ингредиентов, полученных различными способами производства);
- ООО «Экомикс» (строительство комбикормового завода мощностью 25 тонн в час комбикорма и зернохранилища мощностью 120 тыс. тонн хранения зерна для обеспечения кормами предприятий по выращиванию мяса свиней группы компаний «АГРОЭКО»).

1.2. Характеристика энергосистемы Воронежской области

Энергосистема Воронежской области функционирует в составе ОЭС Центра параллельно с ЕЭС России. Энергосистема Воронежской области вошла в состав ЕЭС европейской части страны 30.12.1959. Диспетчерское управление режимами параллельной работы энергосистемы Воронежской области в составе ЕЭС России осуществляется Филиалом АО «СО ЕЭС» Воронежское РДУ.

Энергосистема Воронежской области связана с энергосистемами:

Липецкой области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ, 3 (три) ЛЭП 500 кВ, 2 (две) ЛЭП 220 кВ);

Белгородской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Курское РДУ, 2 (две) ЛЭП 500 кВ, 1 (одна) ЛЭП 330 кВ, 1 (одна) ЛЭП 220 кВ, 2 (две) ЛЭП 110 кВ);

Тамбовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ, 1 (одна) ЛЭП 110 кВ);

Волгоградской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Волгоградское РДУ, 6 (шесть) ЛЭП 110 кВ);

Саратовской области (Филиал АО «СО ЕЭС» Саратовское РДУ, 1 (одна) ЛЭП 110 кВ);

Донецкой области (НЭК Укрэнерго, 1 (одна) ЛЭП 500 кВ).

По состоянию на 01.01.2020 в электроэнергетическом комплексе Воронежской области эксплуатируются и обслуживаются 186 ЛЭП класса напряжения 110 кВ и выше с суммарной протяженностью 6 944,85 км, 165 трансформаторных подстанций напряжением 110 кВ и выше с суммарной установленной мощностью трансформаторов 19 474 МВА.

Энергосистема Воронежской области условно разделена на 3 энергорайона: Воронежский, Южный и Восточный.

К Воронежскому энергорайону отнесены следующие основные энергообъекты:

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

В Воронежском энергорайоне находится город Воронеж, электропотребление которого составляет около 60 % 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 – Овощи Черноземья;
- ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Южная с отпайкой на ПС Новая;
- ВЛ 220 кВ Новая – Южная;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Кировская с отпайкой на ПС Новая;
- ВЛ 220 кВ Новая – Кировская;
- ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Латная;
- ВЛ 220 кВ Донская – Латная.

К Южному энергорайону отнесены следующие основные энергообъекты:

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

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 220 кВ Донская – Бутурлиновка;
- 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;
- ПС 110 кВ Таловая-районная.

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

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).

В Воронежской области расположены электростанции, установленная мощность которых составила 4262,915 МВт (по состоянию на 01.02.2020), в том числе:

- Нововоронежская АЭС (филиал АО «Концерн Росэнергоатом») суммарной установленной мощностью 3778,283 МВт;
- Воронежская ТЭЦ-1 (филиал ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация») суммарной установленной мощностью 357,632 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 01.01.2020):

- филиал ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»;
- филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС;
- АО «Воронежская горэлектросеть»;
- АО «Бутурлиновская электросетевая компания»;
- ПАО «ТНС энерго Воронеж»;
- МУП «Борисоглебская энергосбытовая организация»;
- МУП «Борисоглебская горэлектросеть»;
- МУП «Лискинская горэлектросеть»;
- МУП «Бобровская горэлектросеть»;
- АО «Сибурэнергоменеджмент»;
- АО «АтомСбыт»;
- Воронежский филиал ООО «ЭнергоЭффективность»;
- АО «Оборонэнерго»;
- ООО «Русэнергосбыт»;
- ООО «Межрегионсбыт»;
- ООО «ГРИНН энергосбыт»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- АО «ВИНКО»;

- ЗАО «Воронежский конденсаторный завод»;
- АО «Конструкторское бюро химавтоматики»;
- АО «Минудобрения»;
- МУП г. Россошь «Городские электрические сети»;
- МУП «Горэлектросети» г. Нововоронеж;
- МУП «Острогожская горэлектросеть»;
- ООО «СК Подгорное-2»;
- Павловское МУПП «Энергетик»;
- ООО «Энергосетевая компания»;
- МКП МТК «Воронежпассажиртранс»;
- ООО «ЭСК Воронеж»;
- ООО «Донская энергосетевая компания»;
- ООО «Активменеджмент»;
- АО «Воронежсинтезкаучук»;
- ООО ПКФ «Экватор»;
- ООО «Специализированный застройщик «ВМУ-2»;
- ОАО «Электросигнал»;
- АО «Павловск Неруд»;
- ООО «Талар».

1.3. Перечень крупных существующих потребителей с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет

В таблице 3 приведен перечень крупных существующих потребителей и динамика их потребления электрической энергии за 2015–2019 годы.

Таблица 3. Перечень крупных потребителей

Показатель/потребитель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	701,4	634,0	764,6	710,6	н/д
АО «Воронежсинтезкаучук»	277,4	276,7	289,0	287,2	267,6
АО «Минудобрения»	355,1	368,0	367,6	367,5	397,0
Воронежский филиал ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп» (пгт. Подгоренский)	143,0	157,0	167,5	167,5	164,5
ООО «РОДИНА»	-	-	-	11,2	21,9

В таблице 4 приведены заявленная мощность и максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2015–2019 годы.

Таблица 4. Заявленная мощность и максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2015–2019 годы, МВт

Потребитель	Заявленная	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	н/д	87	84	156	213	н/д
АО «Воронежсинтезкаучук»	н/д	40	37	38	39	37
АО «Минудобрения»	н/д	70	65	65	65	62
Воронежский филиал ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп»	н/д	32	30	32	32	32
ООО «РОДИНА»	н/д	-	-	-	10	15

В таблице 5 приведен перечень основных перспективных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности (на основе договоров на осуществление технологического присоединения).

Таблица 5. Перечень основных перспективных потребителей

Наименование потребителя	Наименование объекта присоединения	Центр питания	Максимальная нагрузка по ТУ на ТП, МВт
ООО Специализированный застройщик «Группа компаний Хамина»	ПС 110 кВ от ВЛ 110 кВ Подгорное-районная – СХИ	ПС 500 кВ Воронежская	5
Литвинов Н.Т.	РТП 10/0,4 кВ для электроснабжения малоэтажной многоквартирной жилой застройки	ПС 110 кВ (для Литвинов Н.Т.)	8,5
ООО «ЭнергоПромСистемы»	ПС 110 кВ ЗАК	ПС 500 кВ Воронежская	22

Наименование потребителя	Наименование объекта присоединения	Центр питания	Максимальная нагрузка по ТУ на ТП, МВт
ООО «Выбор»	комплекс многоквартирных жилых домов	ПС 110 кВ Спутник	20
ООО «Воронежбытстрой»	Жилой комплекс ООО «Воронежбытстрой»	ПС 110 кВ Отрадное	22
ООО «Каскадэнерго»	ПС 110 кВ Озерки	ПС 220 кВ Кировская	41
Департамент строительной политики Воронежской области	ПС 110 кВ Парковая	ПС 220 кВ Южная	63
ООО «Отечество»	ПС 110 кВ Отечество	ПС 220 кВ Латная	75
ООО «Тепличный комплекс «Воронежский»	ПС 110 кВ ТК Воронежский	ПС 220 кВ Бобров	100

1.4. Отчетная динамика потребления электроэнергии за последние 5 лет

В таблице 6 представлена отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2015–2019 годы.

Таблица 6. Отчетная динамика электропотребления Воронежской области за 2015–2019 годы

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Электропотребление, млн кВт·ч	10 470	11 003	11 042	11 288	11 716

Рост электропотребления Воронежской области за период 2015 – 2019 годов составил 11,9 %.

1.5. Структура электропотребления по основным группам потребителей за последние 5 лет

На рисунке 2 приведена структура электропотребления Воронежской области по основным группам потребителей за период 2014-2018 годов на основе данных Федеральной службы государственной статистики.

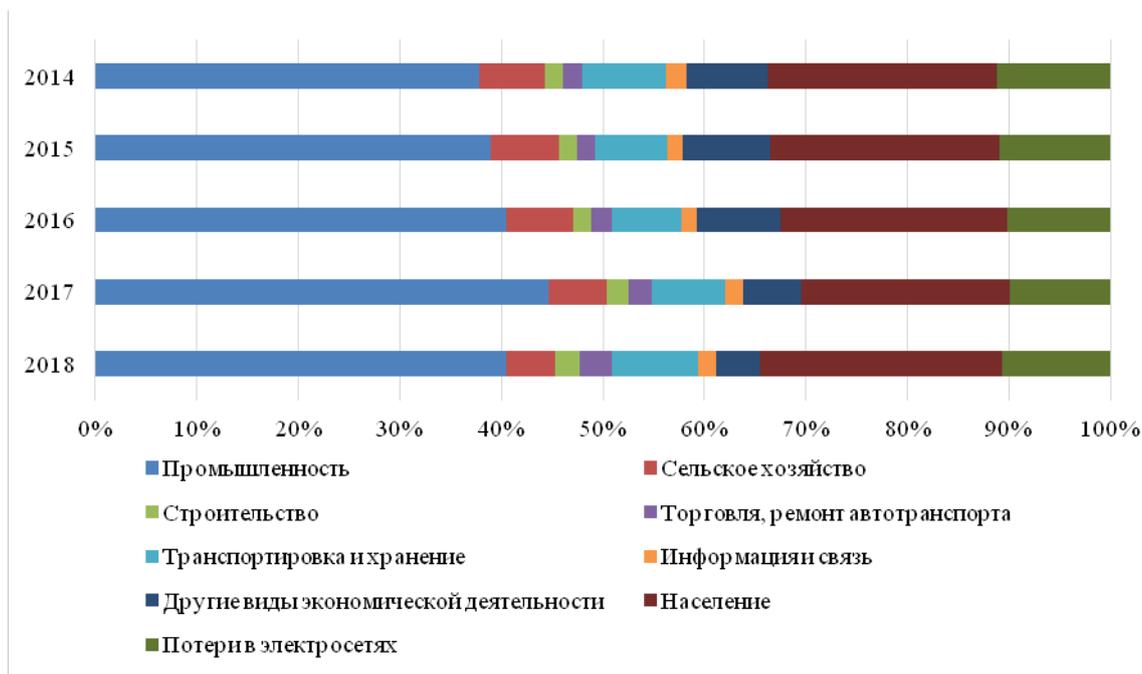


Рисунок 2. Структура электропотребления Воронежской области

На основании данных, приведенных на рисунке 2, можно сделать вывод, что преобладающая доля потребления электрической энергии (около 40 % на протяжении всего рассматриваемого периода) приходится на промышленность, то есть это добыча полезных ископаемых, обрабатывающие производства, обеспечение электрической энергией, газом и паром; кондиционирование воздуха; водоснабжение; водоотведение, организация сбора и утилизации отходов, деятельность по ликвидации загрязнений. Самую низкую долю в структуре потребления электрической энергии имеет сфера информации и связи (порядка 2-3 %). На потери в сетях приходится от 10 до 12 % общего электропотребления.

В целом, за период 2014-2018 годов структура электропотребления энергосистемы Воронежской области не претерпела существенных изменений.

1.6. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области

Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области за предыдущие 5 лет приведена в таблице 7.

Таблица 7. Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области в период 2015-2019 годов

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Дата максимума нагрузки, температура в момент прохождения максимума	26.01.2015 -10 ⁰ С	16.12.2016 -16 ⁰ С	09.02.2017 -17 ⁰ С	28.02.2018 -12 ⁰ С	28.11.2019 -0,6 ⁰ С
Максимум нагрузки, МВт	1 678	1 744,9	1 814	1 788	1 843,30
Число часов использования максимума нагрузки, ч/год	6 239	6 306	6 088	6 313	6 356

Число часов использования максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области за последние пять лет изменяется в диапазоне 6088 – 6356 ч/год в зависимости от температурных условий в энергосистеме.

2. Проведение анализа текущих показателей функционирования

2.1. Состав существующих электростанций

Перечень электростанций Воронежской области с установленной мощностью более 5 МВт с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям приведен в таблице 8.

Таблица 8. Электростанции Воронежской области с группировкой по собственникам (по состоянию на 01.02.2020)

Собственник электростанции	Наименование электростанции	Установленная мощность (МВт)
ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»	Воронежская ТЭЦ-1	357,632
ПАО «Квадра» – «Воронежская генерация»	Воронежская ТЭЦ-2	127,0
АО «Концерн Росэнергоатом»	Нововоронежская АЭС	3778,283
Суммарная установленная мощность		4262,915

2.2. Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории Воронежской области

Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории Воронежской области представлена в таблице 9.

Таблица 9. Структура установленной мощности (по состоянию на 01.02.2020)

Объект генерации	Ст. №	Тип турбины	Установленная мощность, МВт
Филиал ПАО «Квадра» - «Воронежская генерация»			
Воронежская ТЭЦ-1			357,632
Воронежская ТЭЦ-1	4	ПТ-30-90/10	30
Воронежская ТЭЦ-1	5	ПТ-30-90/10	30
Воронежская ТЭЦ-1	6	ПТ-30-90/10	30
Воронежская ТЭЦ-1	7	Р-14-90/10	14
Воронежская ТЭЦ-1	8	Р-14-90/10	14
Воронежская ТЭЦ-1	9	ПР-20-90/10/0,9М	20
Воронежская ТЭЦ-1	1-1	LM 6000 PD SPRINT	46,186
Воронежская ТЭЦ-1	1-2	LM 6000 PD SPRINT	44,923
Воронежская ТЭЦ-1	1-3	ПТ-25/34-3,4/1,3	19,588
Воронежская ТЭЦ-1	2-4	LM 6000 PD SPRINT	44,482
Воронежская ТЭЦ-1	2-5	LM 6000 PD SPRINT	45,104
Воронежская ТЭЦ-1	2-6	ПТ-25/34-3,4/1,3	19,349
Воронежская ТЭЦ-2			127
Воронежская ТЭЦ-2	2	ПР-12-35/10М/1,2	12
Воронежская ТЭЦ-2	3	ПТ-25-3,4	25
Воронежская ТЭЦ-2	1	LM 6000 PD SPRINT	45
Воронежская ТЭЦ-2	2	LM 6000 PD SPRINT	45
Филиал АО «Концерн Росэнергоатом»			
Нововоронежская АЭС			3778,283
Нововоронежская АЭС		Блок 4	417
Нововоронежская АЭС	11	К-220-44/3000	208

Объект генерации	Ст. №	Тип турбины	Установленная мощность, МВт
Нововоронежская АЭС	12	К-220-44/3000	209
Нововоронежская АЭС		Блок 5	1000
Нововоронежская АЭС	13	К-500-60/1500	500
Нововоронежская АЭС	14	К-500-60/1500	500
Нововоронежская АЭС		Блок 6	1180,3
Нововоронежская АЭС	6	К-1200-6,8/50	1180,3
Нововоронежская АЭС		Блок 7	1180,983
Нововоронежская АЭС	7	К-1200-6,8/50	1180,983

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 вывод из эксплуатации Блока 3 Нововоронежская АЭС с суммарной установленной мощностью 417 МВт;
- в 2019 году был введен в эксплуатацию Блок 7 Нововоронежской АЭС установленной мощностью 1 180,983 МВт;
- в 2020 году были введены в эксплуатацию ПГУ-1 и ПГУ-2 Воронежской ТЭЦ-1 установленной мощностью 110,697 МВт и 108,935 МВт соответственно.

2.3. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области с группировкой по собственникам и типам электростанций за 2015–2019 годы приведена в таблице 10. Значительную долю в выработке электроэнергии области занимает Нововоронежская АЭС – филиал АО «Концерн Росэнергоатом» (94 % в 2019 году).

Таблица 10. 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	%
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	-	-
2017	17 850,5	100	16 514,5	92,5	511,8	2,9	824,2	4,6	-	-
2018	17 313,1	100	15 971,3	92,3	527,0	3,0	814,8	4,7	-	-
2019	22 807,5	100	21 430,6	94,0	555,5	2,4	821,1	3,6	-	-

Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций представлена на рисунке 3.

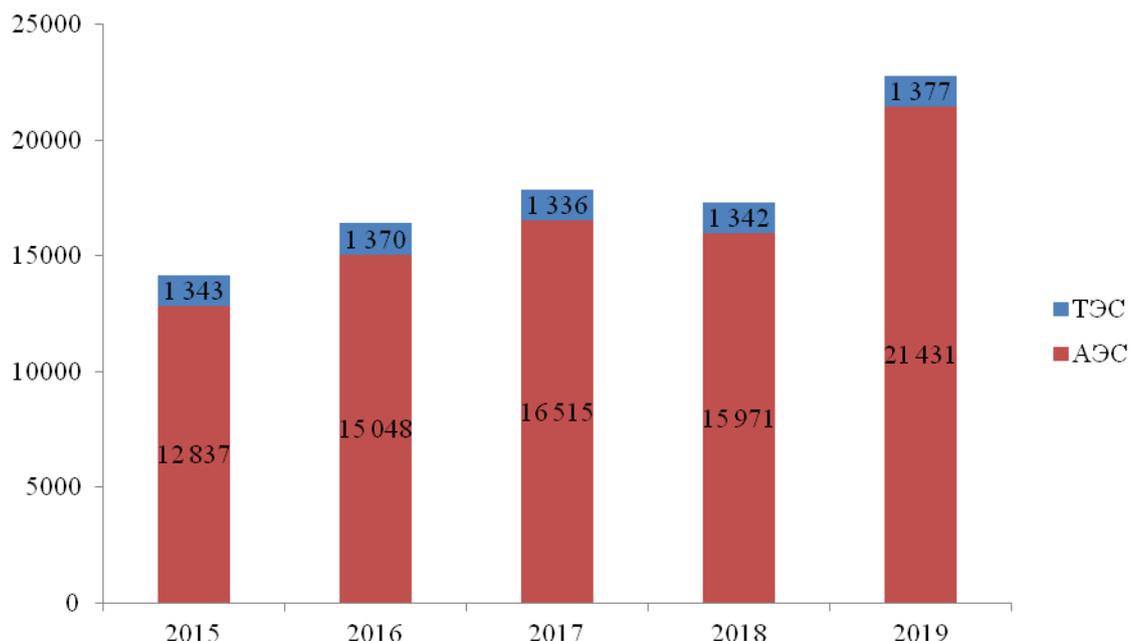


Рисунок 3. Структура выработки электроэнергии электростанциями Воронежской области по типам электростанций, млн кВт·ч

2.4. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Воронежской области в целом за последние 5 лет

В таблице 11 представлен фактический баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области за 2015–2019 годы.

Таблица 11. Фактический баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области за 2015–2019 годы, млн кВт·ч

Показатель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Потребление	10 469,7	11 003,0	11 042,2	11 287,7	11 715,8
Выработка	14 180,5	16 417,9	17 850,5	17 313,1	22 807,5
Сальдо перетоков электроэнергии («-» избыток)	-3 710,7	-5 414,9	-6 808,3	-6 025,4	-11 091,7

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 энергосистемы Воронежской области на час прохождения максимума энергосистемы за 2015–2019 годы представлена в таблице 12.

Таблица 12. Баланс мощности энергосистемы Воронежской области на час прохождения максимума энергосистемы за 2015–2019 годы

№ п/п	Мощность	Год				
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1	Дата, час максимума	26.01.2015 18:00	16.12.2016 19:00	09.02.2017 10:00	28.02.2018 11:00	28.11.2019 17:00

№ п/п	Мощность	Год				
		2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
2	Установленная мощность	2 106,6	3 294,4	2877,4	2862,3	4012,30
	АЭС	1 834	3 029,4	2612,4	2597,3	3747,30
	ТЭС	272,6	265,0	265,0	265,0	265,00
3	Ограничения мощности	7,6	4,5	32,3	4,5	4,50
	АЭС	0,0	0,0	28,0	0,0	0,00
	ТЭС	7,6	4,5	4,4	4,5	4,50
4	Располагаемая мощность (2-3+11)	2 152,74	3 317,8	2866,8	2884,8	4074,88
	АЭС	1 887,21	3 056,3	2606,0	2623,4	3812,93
	ТЭС	265,53	261,5	260,8	261,4	261,95
5	Плановое ремонтное снижение (в соответствии с месячным графиком ремонтов)	0	0	0,0	417,0	0,00
	АЭС	0	0	0,0	417,0	0,00
	ТЭС	0	0	0,0	0,0	0,00
6	Снижение мощности в связи с выводом в неплановый, неотложный и аварийный ремонт ²	5	1 195,4	0,0	0,0	0,00
	АЭС	0	1 195,4	0,0	0,0	0,00
	ТЭС	5	0	0,0	0,0	0,00
7	Мощность в консервации	0	0	0,0	0,0	0,00
	АЭС	0	0	0,0	0,0	0,00
	ТЭС	0	0	0,0	0,0	0,00
8	Рабочая мощность (4-(5+6+7))	2 147,74	2 122,4	2866,8	2467,8	4074,88
	АЭС	1 887,21	1 860,9	2606,0	2206,4	3812,93
	ТЭС	260,53	261,5	260,8	261,4	261,95
9	Мощность в резерве (8+11-10)	62,3	40,6	67,3	75,2	70,31
	АЭС	0	1,4	0,0	9,2	4,51
	ТЭС	62,3	39,2	67,3	66,0	65,79
10	Нагрузка электростанций	2 085,45	2 081,8	2799,5	2392,6	4004,57
	АЭС	1 887,21	1 859,5	2606,0	2197,2	3808,41
	ТЭС	198,24	222,3	193,5	195,5	196,16
11	В том числе перегруз	53,75	27,9	21,7	27,0	67,08
	АЭС	53,21	26,9	21,5	26,1	65,63
	ТЭС	0,54	1,0	0,2	0,9	1,45
12	Максимум потребления	1 678,1	1 744,9	1813,8	1788,4	1843,30
13	Сальдо перетоков (12-10)	-407,35	-336,9	-985,7	-604,3	-2161,27
14	Дефицит (-) / избыток (+) (8-12)	415,9	377,5	1053,0	679,4	2231,58

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.

² Для 2015 года дополнительно учтено снижение мощности в связи с ремонтом вспомогательного оборудования.

2.5. Характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов энергосистемы Воронежской области

В таблице 13 приведен баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области с выделением крупных потребителей за 2015–2019 годы

Таблица 13. Баланс электрической энергии энергосистемы Воронежской области с выделением крупных потребителей за 2015–2019 годы, млн кВт·ч

Показатель/потребитель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Потребление	10 469,7	11 003,0	11 042,2	11 287,7	11 715,8
В т.ч.					
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	701,4	634,0	764,6	864,0	н/д
АО «Воронежсинтезкаучук»	277,4	276,7	289,0	287,2	н/д
АО «Минудобрения»	355,1	368,0	367,6	367,5	н/д
Воронежский филиал ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп» (пгт. Подгоренский)	143,0	157,0	167,5	167,5	161,2
ООО «РОДИНА»	-	-	-	11,2	21,9
Выработка	14 180,5	16 417,9	17 850,5	17 313,1	22 807,5
Сальдо перетоков электроэнергии	-3 710,7	-5 414,9	-6 808,3	-6 025,4	-11 091,7

В таблице 14 приведены максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2015–2019 годы.

Таблица 14. Максимальные значения мощности крупных потребителей Воронежской области за 2015–2019 годы, МВт

Потребитель	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	87	84	156	213	н/д
АО «Воронежсинтезкаучук»	40	37	38	39	37
АО «Минудобрения»	70	65	65	65	62
Воронежский филиал ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп»	32	30	32	32	32

2.6. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона 110 кВ и выше

Перечень существующих подстанций по состоянию на 01.01.2020, эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, с указанием технических параметров трансформаторного оборудования 110 кВ и выше, года ввода в эксплуатацию и срока службы трансформаторного оборудования приведен в таблице 15.

Таблица 15. Параметры трансформаторного оборудования ПС 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Наименование центра питания	Трансформатор	Напряжение, кВ	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2020), лет
1	ПС 500 кВ Воронежская	АТ-1	500/110/10	250	2007	13
		АТ-2	500/110/10	250	2002	18
2	ПС 330 кВ Лиски	АТ-1-240	330/220/35/10	240	1971	49
		АТ-2-240	330/220/35/10	240	1984	36
		АТ-1-200	220/110/10	200	1991	29
		АТ-2-200	220/110/10	200	1992	28
3	ПС 220 кВ Бобров	АТ-1 200 МВА	220/110/35	125	1991	29
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	125	1990	30
		Т-1	110/35/10	16	1990	30
		Т-2	110/35/10	16	1987	33
4	ПС 220кВ Латная	АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	2017	3
		АТ-3 200 МВА	220/110/35	200	1977	43
5	ПС 220 кВ Южная	АТ-1 200 МВА	220/110/10	200	1985	35
		АТ-2 135 МВА	220/110/10	135	1987	33
		АТ-3 135 МВА	220/110/10	135	1985	35
		Т-1	110/35/6	20	1959	61
		Т-2	110/35/6	20	1959	61
		Т-3	110/35/6	20	1960	60
6	ПС 220 кВ Кировская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1982	38
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1985	35
7	ПС 220 кВ Придонская	АТ-1 200 МВА	220/110/35	200	1979	41
		АТ-2 200 МВА	220/110/35	200	1984	36
8	ПС 220 кВ Бутурлиновка	АТ-1 125 МВА	220/110/10	125	2019	1

В энергосистеме Воронежской области на ПС 220 кВ и выше установлено 25 трансформаторов с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше суммарной мощностью 3 517 МВА. На рисунке 4 представлена возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций 220 кВ и выше на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2020.

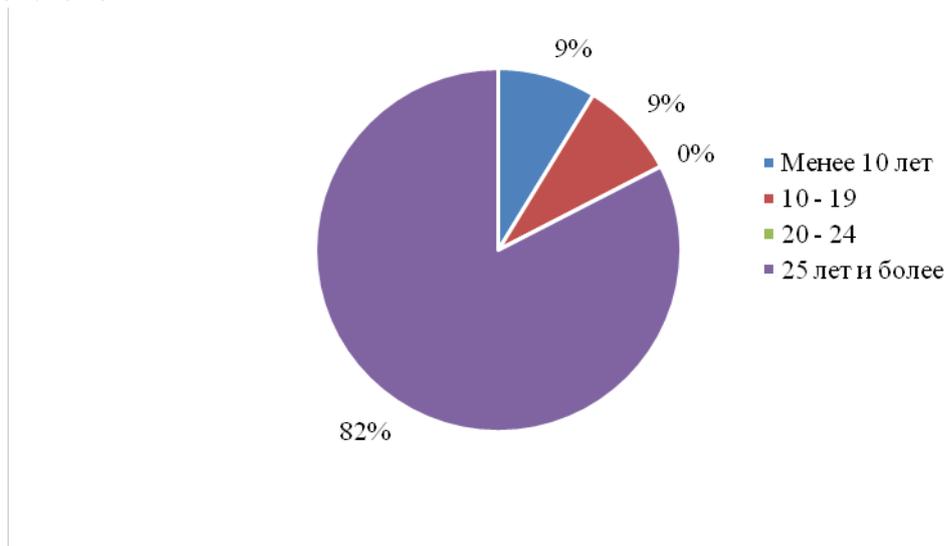


Рисунок 4. Возрастная структура трансформаторного оборудования с высшим номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций 220 кВ и выше на территории Воронежской области

Анализ возрастной структуры трансформаторного оборудования с номинальным напряжением 110 кВ и выше подстанций 220 кВ и выше на территории Воронежской области показал, что 82 % трансформаторов с установленной мощностью 2 692 МВА эксплуатируются сверх нормативного срока (25 лет). К 2025 году, так же как и в 2020 году, 19 из 25 существующих трансформаторов суммарной мощностью 2 692 МВА, установленных на ПС 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, будут иметь сверхнормативный срок службы.

В таблице 16 приведен перечень существующих подстанций по состоянию на 01.01.2020, 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.

Таблица 16. Параметры трансформаторного оборудования ПС 110 кВ энергосистемы Воронежской области, эксплуатируемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2020), лет
1	ПС 110 кВ № 2	T-1	63	2016	4
		T-2	63	2016	4
2	ПС 110 кВ № 6	T-1	25	2000	20
		T-2	32	2003	17
3	ПС 110 кВ № 9 СХИ	T-1	40	2011	9
		T-2	40	2012	8
4	ПС 110 кВ Центральная	T-1	63	2009	11
		T-2	63	2009	11
5	ПС 110 кВ № 11 Краснолесное	T-1	5,6	1960	60
		T-2	6,3	1964	56
6	ПС 110 кВ № 14 Западная	T-1	31,5	1960	60
		T-2	31,5	1962	58
7	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	T-1	40,5	1987	33
		T-2	40,5	1963	57
		T-3	63	1966	54
8	ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная	T-1	31,5	1961	59
		T-2	31,5	1963	57
		T-3	40	1976	44
9	ПС 110 кВ № 18 Туббольница	T-1	6,3	1982	38
		T-2	6,3	1975	45
10	ПС 110 кВ № 20 Северная	T-1	40	2014	6
		T-2	40	2014	6
11	ПС 110 кВ № 21 Восточная	T-1	25	1975	45
		T-2	20	1964	56
		T-3	40	2001	19
12	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	T-1	40	1983	37
		T-2	40	1985	35
		T-3	40	2008	12
13	ПС 110 кВ № 27 РЭП	T-1	32	1971	49
		T-2	32	1971	49
		T-3	63	1987	33
14	ПС 110 кВ № 28 Тепличная	T-1	25	2015	5
		T-2	25	2015	5

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2020), лет
15	ПС 110 кВ № 29 ДСК	T-1	25	1975	45
		T-2	25	1975	45
16	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	T-1	40	1984	36
		T-2	40	2001	19
		T-3	63	2007	13
17	ПС 110 кВ № 31 Воля	T-1	25	1976	44
		T-2	25	1976	44
18	ПС 110 кВ № 32 Никольское	T-1	25	2012	8
		T-2	25	2012	8
19	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	T-1	25	2011	9
		T-2	25	2011	9
20	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	T-1	40	2011	9
		T-2	40	2015	5
21	ПС 110 кВ № 42 Полюс	T-1	40	2015	5
		T-2	40	1987	33
22	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	T-1	63	1976	44
		T-2	63	2015	5
23	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	T-1	10	2016	4
		T-2	6,3	1983	37
24	ПС 110 кВ № 45 Калининская	T-1	63	1988	32
		T-2	63	1992	28
25	ПС 110 кВ № 47 Сомово	T-1	25	1989	31
		T-2	25	1992	28
26	ПС 110 кВ Панино	T-1	16	1971	49
		T-2	16	1975	45
27	ПС 110 кВ Прогресс	T-1	2,5	1979	41
		T-2	10	1979	41
28	ПС 110 кВ Рамонь-2	T-1	25	1992	28
		T-2	25	1997	23
29	ПС 110 кВ Ступино	T-1	10	1992	28
		T-2	6,3	1992	28
30	ПС 110 кВ Комплекс	T-1	10	1979	41
		T-2	10	1989	31
31	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	T-1	16	1974	46
		T-2	16	1987	33
32	ПС 110 кВ Нижнедевицк	T-1	16	1978	42
		T-2	16	1984	36
33	ПС 110 кВ Краснолипые	T-1	16	1967	53
		T-2	16	1974	46
34	ПС 110 кВ Ульяновка	T-1	6,3	1980	40
		T-2	6,3	1980	40
35	ПС 110 кВ Московское	T-1	10	1983	37
		T-2	10	1980	40
36	ПС 110 кВ Верхняя Хава	T-1	16	1982	38
		T-2	16	1982	38
37	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	T-1	6,3	1992	28
38	ПС 110 кВ Новоусманская	T-1	25	2012	8
		T-2	25	2012	8
39	ПС 110 кВ Анна	T-1	25	1983	37
		T-2	25	1983	37
40	ПС 110 кВ Анна-2	T-1	16	1978	42
41	ПС 110 кВ Архангельское	T-1	10	1979	41
		T-2	10	1987	33
42	ПС 110 кВ Борисоглебск	T-1	25	1971	49
		T-2	25	1975	45

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2020), лет
43	ПС 110 кВ Большевик	T-1	6,3	1979	41
44	ПС 110 кВ Восточная-1	T-1	40	1983	37
45	ПС 110 кВ Верхний Карачан	T-1	10	1992	28
		T-2	10	1992	28
46	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	T-2	6,3	1984	36
47	ПС 110 кВ Грибановка	T-1	16	1981	39
		T-2	16	1986	34
48	ПС 110 кВ Докучаево	T-1	10	1975	45
		T-2	10	1975	45
49	ПС 110 кВ Каменка	T-1	10	1990	30
		T-2	10	1977	43
50	ПС 110 кВ Листопадовка	T-1	10	1989	31
		T-2	10	1989	31
51	ПС 110 кВ Народное	T-1	16	1986	34
		T-2	10	2000	20
52	ПС 110 кВ Новохопёрск	T-1	10	1975	45
		T-2	16	1983	37
53	ПС 110 кВ Рождество	T-1	6,3	1982	38
54	ПС 110 кВ Таловая-районная	T-1	16	1986	34
		T-2	16	1991	29
55	ПС 110 кВ Терновка	T-1	10	1983	37
		T-2	10	1967	53
56	ПС 110 кВ Химмаш	T-1	16	1976	44
		T-2	16	1974	46
57	ПС 110 кВ Щучье	T-1	6,3	1985	35
		T-2	6,3	1970	50
58	ПС 110 кВ Эргиль	T-1	16	2009	11
		T-2	16	1979	41
59	ПС 110 кВ Калач-1	T-1	25	1989	31
		T-2	25	1978	42
60	ПС 110 кВ Калач-2	T-1	16	2007	13
		T-2	16	2007	13
61	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	T-1	16	1971	49
		T-2	16	1975	45
62	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	T-1	6,3	1979	41
		T-2	6,3	1985	35
63	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	T-1	10	1996	24
		T-2	10	1988	32
64	ПС 110 кВ Козловка	T-1	2,5	1980	40
		T-2	6,3	1991	29
65	ПС 110 кВ Филиппенково	T-1	6,3	1988	32
		T-2	6,3	1992	28
66	ПС 110 кВ Воробьёвка	T-1	16	1982	38
		T-2	16	1988	32
67	ПС 110 кВ Солонцы	T-1	6,3	1970	50
		T-2	6,3	1985	35
68	ПС 110 кВ Калачеевская	T-1	6,3	1990	30
69	ПС 110 кВ Манино	T-1	16	1981	39
		T-2	16	1987	33
70	ПС 110 кВ Петропавловка	T-1	10	1980	40
		T-2	10	1986	34
71	ПС 110 кВ Верхний Мамон	T-1	16	1980	40
		T-2	10	1983	37
72	ПС 110 кВ Нижний Мамон	T-1	2,5	1980	40
		T-2	6,3	1991	29
73	ПС 110 кВ Большая Казинка	T-1	6,3	1985	35

№ п/п	Наименование подстанции	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2020), лет
74	ПС 110 кВ Дерезовка	T-1	6,3	1988	32
75	ПС 110 кВ Осетровка	T-1	6,3	1989	31
76	ПС 110 кВ Павловск-2	T-1	25	1986	34
		T-2	25	1981	39
77	ПС 110 кВ Богучар	T-1	16	1980	40
		T-2	16	1996	24
78	ПС 110 кВ с-з Радченский	T-1	10	1990	30
79	ПС 110 кВ Опорная	T-1	6,3	2006	14
		T-2	6,3	2006	14
80	ПС 110 кВ МЭЗ	T-1	25	1984	36
		T-2	25	1987	33
81	ПС 110 кВ Давыдовка	T-1	6,3	1966	54
		T-2	6,3	1982	38
82	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	T-1	6,3	1976	44
		T-2	6,3	1984	36
83	ПС 110 кВ Лискинская	T-1	10	1988	32
		T-2	16	1980	40
84	ПС 110 кВ АНП	T-1	6,3	2009	11
		T-2	6,3	2009	11
85	ПС 110 кВ Добрино	T-1	10	1990	30
86	ПС 110 кВ Острогжск-районная	T-1	40,5	1963	57
		T-2	40,5	1963	57
87	ПС 110 кВ Коротояк	T-1	6,3	1966	54
		T-2	10	1968	52
88	ПС 110 кВ Коршево	T-1	6,3	1980	40
		T-2	6,3	1990	30
89	ПС 110 кВ Азовка	T-1	10	1981	39
90	ПС 110 кВ Шишовка	T-1	6,3	1968	52
91	ПС 110 кВ Хреновое	T-1	16	1984	36
		T-2	6,3	1978	42
92	ПС 110 кВ Россошь	T-1	16	1975	45
		T-2	16	1979	41
		T-3	40	1984	36
93	ПС 110 кВ Новая Калитва	T-1	6,3	1966	54
94	ПС 110 кВ Старая Калитва	T-1	6,3	1979	41
		T-2	6,3	1979	41
95	ПС 110 кВ Никоноровка	T-1	2,5	1976	44
		T-2	6,3	1985	35
96	ПС 110 кВ ПТФ	T-1	10	1984	36
		T-2	10	1991	29
97	ПС 110 кВ Кантемировка	T-1	10	1975	45
		T-2	10	1986	34
98	ПС 110 кВ Бугаевка	T-1	16	1988	32
99	ПС 110 кВ Каменка	T-1	16	1993	27
		T-2	16	1993	27
100	ПС 110 кВ Подгорное-районная	T-1	16	1996	24
		T-2	16	1996	24
101	ПС 110 кВ Радуга	T-1	25	2015	5
		T-2	25	2015	5
102	ПС 110 кВ Студенческая	T-1	16	2016	4
		T-2	16	2016	4
103	ПС 110 кВ Курская	T-1	10	2015	5
		T-2	10	2015	5

На рисунке 5 приведена возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго». Анализ

возрастной структуры трансформаторного оборудования показал, что 77 % (151 единица) трансформаторов, установленных на ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», эксплуатируются 25 лет и более. Их суммарная мощность составляет 2 552 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 Коротояк, ПС 110 кВ Шишовка и ПС 110 кВ Новая Калитва эксплуатируются трансформаторы, срок эксплуатации которых превышает 50 лет. К 2025 году доля трансформаторов, выработавших нормативный срок 25 лет, составит 79 %.

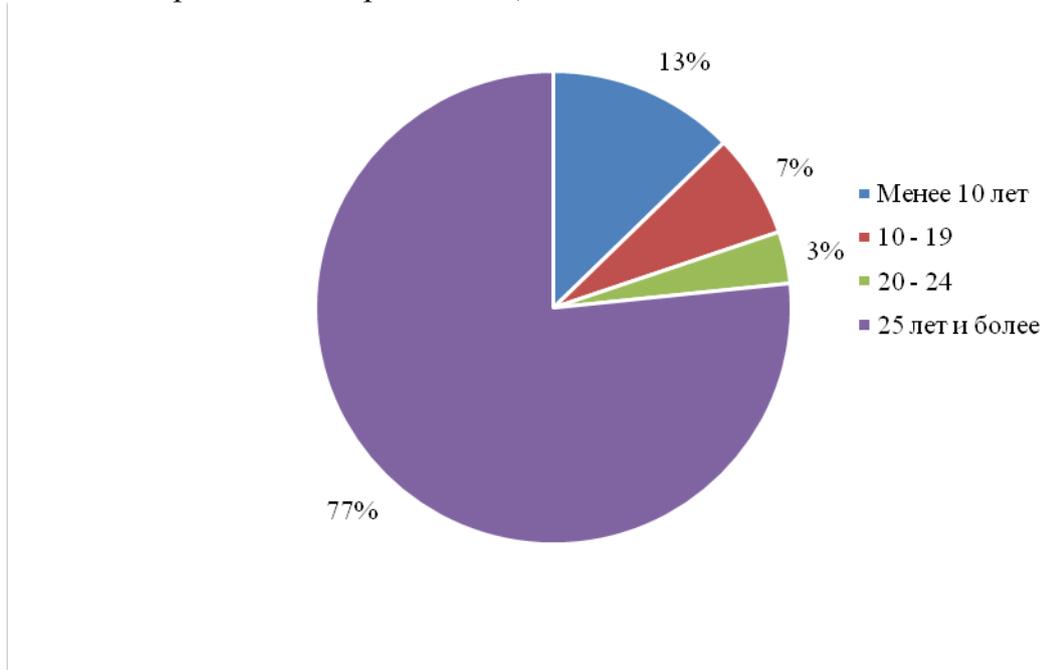


Рисунок 5. Возрастная структура трансформаторного оборудования ПС 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» по состоянию на 01.01.2020

В таблице 17 приведен перечень ЛЭП 220 кВ и выше по состоянию на 01.01.2020, эксплуатируемых филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС.

Таблица 17. Перечень ЛЭП 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, находящихся в эксплуатации филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Наименование ВЛ	Протяженность (по цепям), км	Марка провода	Длительно допустимый ток ЛЭП при минусе 24°С, А	Длительно допустимый ток ЛЭП при плюс 5°С, А	Длительно допустимый ток ЛЭП при плюс 20°С, А	Длительно допустимый ток ЛЭП при плюс 30°С, А	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2020), лет
1	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС (отпайка на Нововоронежскую АЭС)	88,43	3хАСО 480/60	2000	2000	2000	2000	1959	61
2	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	95,56	3*АС-400/51	2000	2000	2000	2000	1972	48
3	ВЛ 500 кВ Бороино – Воронежская	113,27	3*АС-400/51	2000	2000	2000	2000	1972	48
4	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 1	2,24	3*АСО-330, 3*АС-330/43	2000	2000	2000	2000	2015	5
5	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Донская № 2	1,65	3*АС-330/43	2000	2000	2000	2000	2015	5
6	ВЛ 500 кВ Донская – Донбасская	346,92	3*АС-330/43, 3*АС-500/336	2000	2000	1985	1777	1974	46
7	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 1	106,917	3*АС-330/43	2000	2000	2000	2000	1976	44
8	ВЛ 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2	102,6	3*АС-300/66	2000	2000	2000	1918	2019	1
9	ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая	216,48	3*АС-330/43, 3*АСк2У-300/66	2000	2000	2000	2000	2015	5
10	ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки	149,8	2*АС-240/32	1000	1000	1000	1000	1969	51
11	ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 1	36,866	АС-300/39	916	852	746	667	1966	54
12	ВЛ 220 кВ Донская – Лиски № 2	37,24	АС-400/51	1000	990	866	755	1987	33
13	ВЛ 220 кВ Донская – Латная	63,232	АС-400/51, АС-240/32 (АСО-240)	780	726	635	569	1971	49
14	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Губкин	113,4	АС-400/64	600	600	600	600	1976	44
15	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Латная	59,34	АС-400/51, АС240/32 (АСО-240)	780	726	635	569	1971	49
16	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Кировская с отпайкой на ПС Новая	46,12	АС-500/64	1000	1000	992	888	1961	59
17	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Южная с отпайкой на ПС Новая	39,13	АС-500/64	1000	1000	992	888	1961	59
18	ВЛ 220 кВ Новая – Южная	35,97	АС-400/51	1000	990	866	776	1982	38
19	ВЛ 220 кВ Новая – Кировская	42,96	АС-400/51, АС-500/64	1000	990	866	776	1982	38
20	ВЛ 220 кВ Кировская-Овощи Черноземья	74,56	АС-500/64, АС-400/51	1000	990	866	776	1961	59

№ п/п	Наименование ВЛ	Протяженность (по цепям), км	Марка провода	Длительно допустимый ток ЛЭП при минусе 24°С, А	Длительно допустимый ток ЛЭП при 5°С, А	Длительно допустимый ток ЛЭП при плюс 20°С, А	Длительно допустимый ток ЛЭП при плюс 30°С, А	Год ввода в эксплуатацию	Срок службы (на 01.01.2020), лет
21	ВЛ 220кВ Овощи Черноземья-Пост-474-тяговая	52	АС-500/64	1000	1000	992	888	1961	59
22	ВЛ 220 кВ Липецкая – Пост-474-тяговая	29,91	АС-500/64	1000	1000	992	888	1961	59
23	ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая	68,96	АС-500/64	1000	1000	992	888	1961	59
24	ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров	46,5	АС-300/39	916	852	746	667	1978	42
25	ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник	118,75	АС-300/39	916	852	746	667	1972	48
26	ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник	102,29	АС-300/39	916	852	746	667	1972	48
27	КЛ 220 кВ Донская – Новая № 1	1,899	XLPEsgmm.1x16000/185-127/220 kV	1064	990	866	776	2015	5
28	КЛ 220 кВ Донская – Новая № 2	1,924	XLPEsgmm.1x16000/185-127/220 kV	1064	990	866	776	2015	5
29	ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка	120,561	АС300/39; АС300/66	720	720	720	667	2019	1

Возрастная структура ЛЭП филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС изображена на рисунке 6.

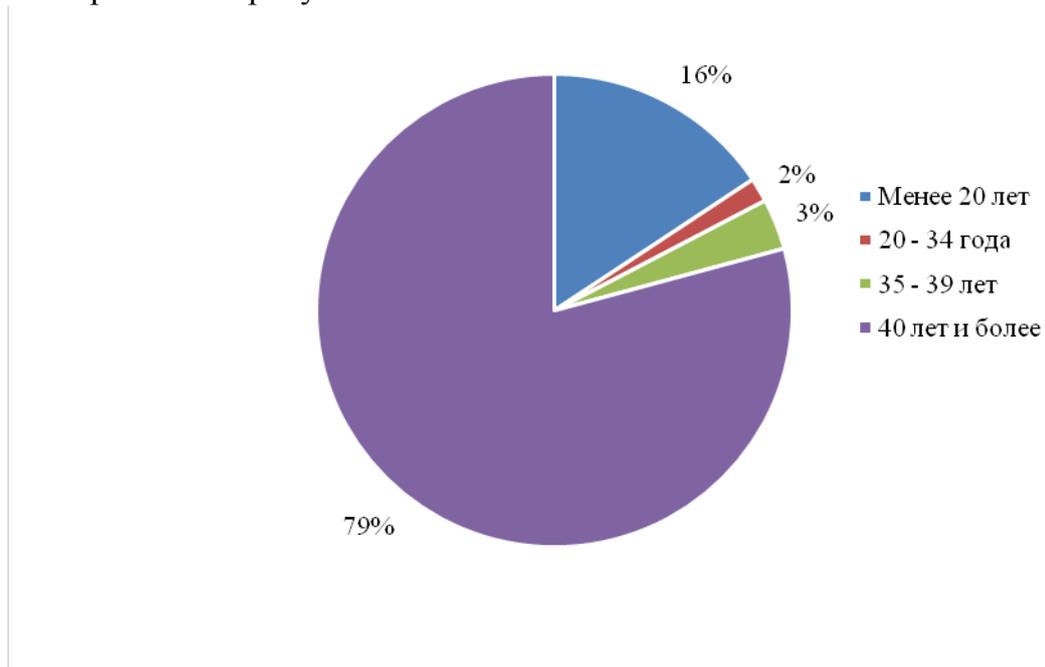


Рисунок 6. Возрастная структура ЛЭП 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС энергосистемы Воронежской области по состоянию на 01.01.2020

Анализ возрастной структуры ЛЭП 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС показал, что срок эксплуатации 79 % линий составляет более 40 лет. К 2025 году срок эксплуатации 83 % существующих ЛЭП 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области превысит 40 лет.

В таблице 18 приведен перечень ЛЭП 110 кВ по состоянию на 01.01.2020, эксплуатируемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго».

Таблица 18. Перечень ЛЭП 110 кВ энергосистемы Воронежской области, находящихся в эксплуатации филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго», по состоянию на 01.01.2020

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	Марка	Протяженность, км	Срок эксплуатации (на 01.01.2020), лет
1	ВЛ 110 кВ №23 Воронежская ТЭЦ-1 – ПС № 2 с отпайкой на ПС №6 (ВЛ-110-23)	1984	АС-150; АС-120,	5,3	36
2	ВЛ 110 кВ Азотная – 1	1980	АС-120	4,8	40
3	ВЛ 110 кВ Азотная – 2	1980	АС-120	5,14	40
4	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная I цепь	1967	АСО-120	25,49	53
5	ВЛ 110 кВ Алексеевка – Острогожск-районная II цепь	1967	АСО-120	25,49	53
6	ВЛ 110 кВ Анна – Анна-2 (ВЛ 110 кВ Анна-3)	1994	АС-150	3,99	26
7	ВЛ 110 кВ Анна – Прогресс (ВЛ-110-18)	1971	АС-120	18,94	49
8	ВЛ 110 кВ Анна – Щучье	1966	АС-120	33,64	54
9	ВЛ 110 кВ Анна-2 – Таловая-районная	1998	АС-150	66,04	22

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	Марка	Протяженность, км	Срок эксплуатации (на 01.01.2020), лет
10	ВЛ 110 кВ Архангельское – Эртиль	1979	АС-150; АС-120,	57,94	41
11	ВЛ 110 кВ Байчурово-тяговая – Каменка	1978	АС-95	0,3	42
12	ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1)	1962	АС-150, АС-95	63,8	58
13	ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-2)	1962	АС-150, АС-95	63,8	58
14	ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3)	1983	АС-240	52,54	37
15	ВЛ 110 кВ Балашовская – НС-7 с отпайкой на ПС Новохоперск (ВЛ 110 кВ Балашовская-НС-7)	1966	АС-150; АС-120,	108,3	54
16	ВЛ 110 кВ Балашовская – Половцево-тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская-Половцево)	1966	АС-150	46,54	54
17	ВЛ 110 кВ Бобров – Анна №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-1)	1964	АС-95	59,96	56
18	ВЛ 110 кВ Бобров – Анна №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Аннинская-2)	1974	АС-95	59,96	46
19	ВЛ 110 кВ Бобров – Бобров-тяговая	1966	АС-150	13,44	54
20	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-1)	1979	АС-185; АС-95	72,09	41
21	ВЛ 110 кВ Бобров – Бутурлиновка-2 № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновская-2)	1963	АС-95	71,07	57
22	ВЛ 110 кВ Бобров – Таловая – районная с отпайкой на ПС Хреновое (ВЛ 110 кВ Бобров-Таловая-районная)	1966	АС-150	61,24	54
23	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Восточная-1	1983	АС-185; АС-240	5,1	37
24	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка № 1 (ВЛ 110 кВ Грибановка-1)	1982	АС-150	20,64	38
25	ВЛ 110 кВ Борисоглебск – Грибановка № 2 (ВЛ 110 кВ Грибановка-2)	1982	АС-150	20,64	38
26	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-1 – Филиппенково	1966	АС-95	4,6	54
27	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Бутурлиновка-1	1963	АС-150	4,68	57
28	ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2 – Калач-2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2-Калач-2)	1983	АС-150; АС-120; АС-95	80,33	37
29	ВЛ 110 кВ Верхний Карачан – Листопадовка	1993	АС-150	25,57	27
30	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Казинка	1977	АС-185	27,36	43
31	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Нижний Мамон	1981	АЖ-120	19,22	39
32	ВЛ 110 кВ Верхний Мамон – Осетровка	1978	АС-120	31,83	42
33	ВЛ 110 кВ Верхняя Хава – Панино (ВЛ-110-20)	1995	АС-150	45,84	25
34	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №11 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-11)	1964	АС-300, АС-185, АС-150	23,11	56
35	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская №12 с отпайкой на ПС Восточная (ВЛ-110-12)	1964	АС-300, АС-185, АС-150	23,11	56
36	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 45 (ВЛ-110-45)	1971	АС-300, АС-185	20,72	49
37	ВЛ 110 кВ Воронежская – Кировская № 46 (ВЛ-110-46)	1971	АС-300, АС-185	20,72	49
38	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 49 с отпайками (ВЛ-110-49)	1964	АС-240, АС-185, АС-150	18,42	56
39	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 50 с отпайками (ВЛ-110-50)	1964	АС-240, АС-185, АС-150	18,42	56
40	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 51 с отпайками (ВЛ-110-51)	1971	АС-240, АС-185, АС-120	21,59	49
41	ВЛ 110 кВ Воронежская – Отрожка № 51 с отпайками	1971	АС-240; АС-150;	21,59	49

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	Марка	Протяженность, км	Срок эксплуатации (на 01.01.2020), лет
	(ВЛ-110-51)		АС-120		
42	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Западная № 6 с отпайками (ВЛ-110-6)	1959	АС-240 АС-185	15,28	61
43	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК № 13 с отпайками (ВЛ-110-13)	1969	АС-240; АС-120	5,37	51
44	ВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-2 – ДСК № 14 с отпайками (ВЛ-110-14)	1969	АС-240; АС-120	5,57	51
45	ВЛ 110 кВ Грибановка – Верхний Карачан	1994	АС-150	20,3	26
46	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка №1 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-1)	1982	АС-150; АС-95	42,94	38
47	ВЛ 110 кВ Грибановка – Терновка № 2 с отпайкой на ПС Народное (ВЛ 110 кВ Терновка-2)	1963	АС-150; АС-95	37,76	57
48	ВЛ 110 кВ Докучаево – 1	1974	АС-95; АС-120	27,14	46
49	ВЛ 110 кВ Докучаево – 2	1993	АС-240	30,64	27
50	ВЛ 110 кВ Дружба от ПС 500 кВ Воронежская	2004	АС-95	7	16
51	ВЛ 110 кВ ДСК – Западная №6А (ВЛ-110-6А)	1988	АС-240	2,3	32
52	ВЛ 110 кВ ДСК – Калининская № 21	1987	АС-300	6,1	33
53	ВЛ 110 кВ ДСК – Калининская № 22	1987	АС-300	6,1	33
54	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Архангельское (ВЛ 110 кВ Елань Колено- Архангельское)	1979	АС-150	68,84	41
55	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Бобров-тяговая с отпайкой на ПС Хреновое (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Бобров-тяговая)	1966	АС-150	90,72	54
56	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Листопадовка (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Листопадовка)	1994	АС-150	38,23	26
57	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – НС-7 с отпайкой на ПС Большевик (ВЛ 110 кВ Елань Колено-НС-7)	1966	АС-150	17,89	54
58	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Половцево-тяговая с отпайками (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Половцево)	1966	АС-150; АС-120,	68,65	54
59	ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая – Таловая-тяговая (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Таловая-тяговая)	1967	АС-150	45,84	53
60	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Верхний Мамон	1980	АС-185	71,5	40
61	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калач-2	1983	АС-150	12,38	37
62	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Калачеевская	1989	АС-150	14,54	31
63	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Манино	1987	АС-240	36,18	33
64	ВЛ 110 кВ Калач-1 – Филиппенково с отпайками (ВЛ 110 кВ Калач-1-Филиппенково)	1966	АС-95	75,56	54
65	ВЛ 110 кВ Каменка – Подгорное-тяговая	1964	АС-150	46,14	56
66	ВЛ 110 кВ Кантемировка – Журавка-тяговая	1963	АС-150	17,34	57
67	ВЛ 110 кВ Кировская - ГПП - 2 № 43 с отпайкой	1986	АС-240	4,1	34
68	ВЛ 110 кВ Кировская - ГПП - 4 № 44 с отпайкой	1986	АС-240	4,9	34
69	ВЛ 110 кВ Кировская – АВИО № 41 с отпайкой	1985	АС-150	4,6	35
70	ВЛ 110 кВ Кировская – АВИО № 42 с отпайкой	1985	АС-150	4,6	35
71	ВЛ 110 кВ Кировская – Верхняя Хава № 36 с отпайками (ВЛ-110-36)	1981	АС-240, АС-185, АС-120	91,07	39
72	ВЛ 110 кВ Кировская – Краснолесное № 35 с отп.	1981	АС-240, АС-185, АС-150, АС-95	46,35	39
73	ВЛ 110 кВ Кировская – Московское № 1 с отп.	1976	АС-240, АС-185, АС-120	42,12	44
74	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)	1964	АС-300, АС-185, АС-150	8,52	56
75	ВЛ 110 кВ Кировская – Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)	1964	АС-300, АС-185, АС-150	8,52	56

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	Марка	Протяженность, км	Срок эксплуатации (на 01.01.2020), лет
76	ВЛ 110 кВ Кислотная-1	1988	АС-150	6,3	32
77	ВЛ 110 кВ Кислотная-2	1988	АС-150	6,3	32
78	ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 47 с отп.	1975	АС-150; АС-95; АС-70	36,54	45
79	ВЛ 110 кВ Краснолесное – Рамонь-2 № 48 с отп.	1975	АС-150; АС-95; АС-70	36,54	45
80	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК № 7 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-7)	1961	АС-300, АС-240, АС-185	20,26	59
81	ВЛ 110 кВ Латная – ДСК № 8 с отпайкой на ПС Семилуки (ВЛ-110-8)	1961	АС-300, АС-240, АС-185	20,26	59
82	ВЛ 110 кВ Латная – Комплекс № 29 с отп	1975	АС-120; АЖ-120	74,9	45
83	ВЛ 110 кВ Латная – Курская I цепь	2004	АС-150	16,94	16
84	ВЛ 110 кВ Латная – Курская II цепь	2004	АС-150	16,94	16
85	ВЛ 110 кВ Латная – Н. Ведуга № 30 с отп.	1975	АС-120; АЖ-120	54,3	45
86	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25)	1975	АС-240	22,84	45
87	ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26)	1975	АС-240	22,84	45
88	ВЛ 110 кВ Лиски – АНП	1967	АС-185	4,2	53
89	ВЛ 110 кВ Лиски – Добрино	1990	АС-120	30,94	30
90	ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая (ВЛ 110 кВ Лиски-Евдаково)	1964	АС-150	39,74	56
91	ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка	1964	АС-150	41,74	56
92	ВЛ 110 кВ Лиски – Лиски-тяговая № 1 (ВЛ 110 кВ Блочная-1)	1963	АС-185	3,5	57
93	ВЛ 110 кВ Лиски – Лиски-тяговая № 2 (ВЛ 110 кВ Блочная-2)	1963	АС-185	3,5	57
94	ВЛ 110 кВ Лиски – Острогожск-районная с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожская-2)	1967	АС-185; АС-95	59,36	53
95	ВЛ 110 кВ Манино – Искра	1993	АС-150	27,16	27
96	ВЛ 110 кВ МЭЗ-1 с отпайками	1966	АС-150; АС-95	15,4	54
97	ВЛ 110 кВ МЭЗ-2 с отпайками	1966	АС-150; АС-95	15,4	54
98	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная тяг № 1 с отп.	1994	АС-240	15,98	26
99	ВЛ 110 кВ НВАЭС – Колодезная тяг № 2 с отп.	1994	АС-240	23,673	26
100	ВЛ 110 кВ Нижний Мамон – Петропавловка	1979	АЖ-120	38,42	41
101	ВЛ 110 кВ Новая Калитва – Опорная с отпайкой на ПС Дерезовка (ВЛ 110 кВ Новая Калитва- Опорная)	1988	АС-185; АС-95	59,7	32
102	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров № 1 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-1)	1963	АС-240	65,84	57
103	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Бобров № 2 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-2)	1963	АС-240	65,84	57
104	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-1)	1963	АС-185	49,14	57
105	ВЛ 110 кВ Нововоронежская АЭС – Лиски-тяговая №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-2)	1963	АС-185; АС-95	49,14	57
106	ВЛ 110 кВ Опорная – Богучар	1988	АС-185; АС-120	3,27	32
107	ВЛ 110 кВ Опорная – Осетровка с отпайкой на ПС Богучар (ВЛ 110 кВ Опорная-Осетровка)	1978	АС-185; АС-95	29,61	42
108	ВЛ 110 кВ Опорная – с-з Радченский	1991	АС-185; АС-150	38,48	29
109	ВЛ 110 кВ Острогожск – Краснолипые № 17 с отп.	1968	АС-120; АС-95	52,44	52
110	ВЛ 110 кВ Острогожск-районная – АНП с отпайками (ВЛ 110 кВ Острогожск-АНП)	1967	АС-185, АС-120, АС-95	55,16	53
111	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ № 31	1984	АС-185	5	36

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	Марка	Протяженность, км	Срок эксплуатации (на 01.01.2020), лет
112	ВЛ 110 кВ Отрожка – СХИ № 32	1984	АС-185	5	36
113	ВЛ 110 кВ Павловская – 1	1973	АС-150; АС-95	72,06	47
114	ВЛ 110 кВ Павловская – 2	1973	АС-150; АС-95	72,06	47
115	ВЛ 110 кВ Панино – Прогресс (ВЛ-110-37)	1971	АС-120	12,44	49
116	ВЛ 110 кВ Петропавловка – Калачеевская	1989	АС-150	41,34	31
117	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27 с отпайками (ВЛ-110-27)	1976	АС-185; АС-120	14,27	44
118	ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28)	1976	АС-185; АС-120	14,27	44
119	ВЛ 110 кВ Придонская – Бугаевка с отпайкой	1987	АС-150	58,45	33
120	ВЛ 110 кВ Придонская – Евдаково-тяговая с отпайкой на Подгоренский цемзавод (ВЛ 110 кВ Придонская - Евдаково)	1964	АС-150; АС-120,	73,84	56
121	ВЛ 110 кВ Придонская – Журавка-тяговая	1963	АС-150	52,04	57
122	ВЛ 110 кВ Придонская – Зориновка-тяговая с отпайкой на ПС Кантемировка	1963	АС-150	91,04	57
123	ВЛ 110 кВ Придонская – Казинка с отпайкой на ПС Старая Калитва (ВЛ 110 кВ Старая Калитва-2)	1978	АС-185	51,95	42
124	ВЛ 110 кВ Придонская – Новая Калитва с отпайкой на ПС НС-8 (ВЛ 110 кВ Придонская-Новая Калитва)	1980	АС-185; АС-95	48,55	40
125	ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное-районная	1996	АС-185	32,64	24
126	ВЛ 110 кВ Придонская – Подгорное-тяговая с отпайкой на Подгоренский цемзавод (ВЛ 110 кВ Придонская-Подгорное-тяговая)	1964	АС-150; АС-120,	32,34	56
127	ВЛ 110 кВ Райновская – 1	1964	АС-150	17,86	56
128	ВЛ 110 кВ Райновская – 2 с отпайкой	1964	АС-150	27,46	56
129	ВЛ 110 кВ Россошь – 1 с отпайками	1964	АС-150	17,88	56
130	ВЛ 110 кВ Россошь – 2 с отпайками	1964	АС-150	17,88	56
131	ВЛ 110 кВ Старая Калитва-1	1978	АС-185	37,55	42
132	ВЛ 110 кВ Таловая-тяговая – Таловая-районная	1986	АС-150	8,44	34
133	ВЛ 110 кВ Химмаш – 1	1976	АС70	2,3	44
134	ВЛ 110 кВ Химмаш – 2	1976	АС70	2,3	44
135	ВЛ 110 кВ Щучье – Эртель	1966	АС-120	33,24	54
136	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК № 10 с отпайками (ВЛ-110-10)	1966	АС-185; АС-95	31,23	54
137	ВЛ 110 кВ Южная – ДСК № 9 с отпайками (ВЛ-110-9)	1966	АС-185; АС-95	31,23	54
138	ВЛ 110 кВ Южная – ВШЗ № 34 с отпайкой	1987	АС-150	2	33
139	ВЛ 110 кВ Южная – ГПП – 2 № 15	1966	АС-240	7,9	54
140	ВЛ 110 кВ Южная – ГПП – 3 № 19	1975	АС-240	7,2	45
141	ВЛ 110 кВ Южная – ГПП – 4 № 16 с отпайкой	1966	АС-240	7,9	54
142	ВЛ 110 кВ Южная – Жилпоселковая № 38 с отп.	1987	АС-150; АС-95	27,66	33
143	ВЛ 110 кВ Южная – Московское № 2 с отп.	1976	АС-240; АС-120	39,63	44
144	ВЛ 220 кВ Придонская – Великоцкая	1982	АС-300	75,24	38
145	КВЛ 110 кВ №24 Воронежская ТЭЦ-1 – ПС № 2 с отпайкой на ПС № 6 (КВЛ-110-24)	1984	АС-150; АС-120,	5,3	36
146	КВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная №3 с отпайками (КВЛ-110-3)	1959	АС-240, АС-150, АС-95	30,76	61
147	КВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – ДСК № 5 с отпайками (КВЛ-110-5)	1959	АС-240 АС-185	17,58	61
148	КВЛ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 – Южная № 4 (КВЛ-110-4)	1959	АС-240	4,7	61
149	КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 № 1	2019	ПвПу2г 1x630/95-64/110	0,542	1

№ п/п	Диспетчерское наименование линии	Год ввода в эксплуатацию	Марка	Протяженность, км	Срок эксплуатации (на 01.01.2020), лет
150	КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 № 2	2019	ПвПу2г 1х630/95-64/110	0,432	1
151	КЛ 110 кВ Калининская – Центральная № 1	2010	N2XS[FL]2Y 1х630RM/95	1,7	10
152	КЛ 110 кВ Калининская – Центральная № 2	2010	N2XS[FL]2Y 1х630RM/95	1,7	10
153	КЛ 110 кВ ПС №2 – Центральная № 1	2013	N2XS[FL]2Y 1х630RM/95	3,415	7
154	КЛ 110 кВ ПС №2 – Центральная № 2	2013	N2XS[FL]2Y 1х630RM/95	3,415	7
155	КЛ Подгорное – Студенческая № 1	2014	ПвПу2г 1х630/95-64/110	6,05	6
156	КЛ Подгорное – Студенческая № 2	2014	ПвПу2г 1х630/95-64/110	6,05	6

Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» изображена на рисунке 7.

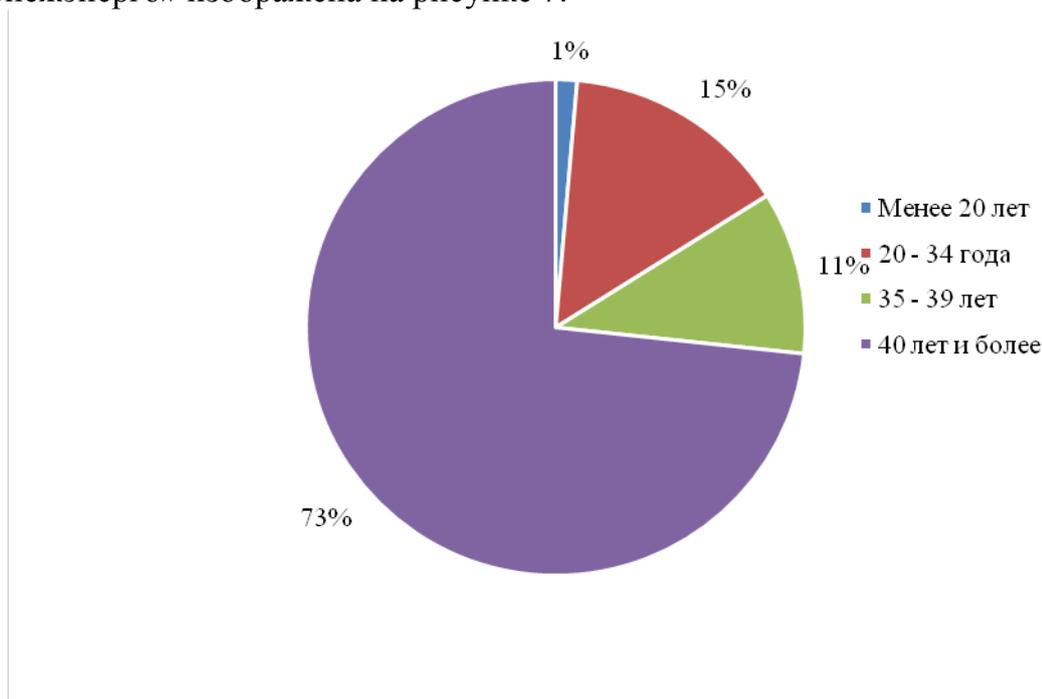


Рисунок 7. Возрастная структура ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» энергосистемы Воронежской области по состоянию на 01.01.2020

Анализ возрастной структуры ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» показал, что срок эксплуатации 73 % линий составляет 40 лет и более. К 2025 году срок эксплуатации 84 % существующих ЛЭП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» энергосистемы Воронежской области превысит 40 лет.

В таблице 19 приведен перечень существующих потребительских подстанций (включая подстанции ОАО «РЖД») на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2020.

Таблица 19. Перечень потребительских подстанций (включая подстанции ОАО «РЖД») на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2020

№ 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	ОАО «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-2	АО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	32
15			Т-2	32
16	ПС 110 кВ ГПП-3	АО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	32
17			Т-2	32
18	ПС 110 кВ ГПП-4	ОО «Воронежсинтезкаучук»	Т-1	25
19			Т-2	25
20	ПС 110 кВ ЗАК	ООО «ЭнергоПромСистемы»	Т-1	40
21			Т-2	25
22	ПС 110 кВ Воронежстальмост	ЗАО «Воронежстальмост»	Т-1	6,3
23			Т-2	6,3
24	ПС 110 кВ №48 Дружба	ОАО «Витекс»	Т-1	25
25			Т-2	25
26	ПС 110 кВ Жилзона	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	25
27			Т-2	25
28	ПС 110 кВ Заводская	ООО «Бунге СНГ»	Т-1	10
29			Т-2	10
30	ПС 110 кВ Подгорное-2	ООО «СК Подгорное-2»	Т-1	25
31			Т-2	25
32	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
33			Т-2	40
34	ПС 110 кВ Колодезная-тяговая	ОАО «РЖД»	Т-1	40
35			Т-2	40
36	ПС 110 кВ Индустриальная	АО «ВИНКО»	Т-1	40
37			Т-2	40
38	ПС 110 кВ Коминтерновская	ООО «Горэлектросеть-Воронеж»	Т-1	40
39			Т-2	31,5
40			Т-3	31,5
41	ПС 110 кВ Северная	АО «Концерн Росэнергоатом»	Т-1	16
42			Т-2	16
43	ПС 110 кВ Родина	ООО «Родина»	Т-1	25
44	ПС 110 кВ Озерки	ООО «Каскад-энерго»	Т-1	16
45			Т-2	16
46			Т-3	16
Лискинский участок				

№ п/п	Наименование подстанции	Наименование собственника	Трансформатор	Номинальная мощность, МВА
47	ПС 110 кВ ЗМЗ	ЗАО «Лискимонтажконструкция»	T-1	16
48			T-2	16
49	ПС 110 кВ РЭАЗ	МУП г. Россошь «ГЭС»	T-1	10
50			T-2	10
51	ПС 110 кВ Подгоренский цемзавод	Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ ГРУП»	T-1	10
52			T-2	10
53	ПС 110 кВ Кислотная	АО «Минудобрения»	T-1	40
54			T-2	40
55	ПС 110 кВ Азотная	АО «Минудобрения»	T-1	63
56			T-2	63
57	ПС 110 кВ НС-8	ОАО «Трансаммиак»	T-1	6,3
58			T-2	6,3
59	ПС 110 кВ Лиски-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40,5
60			T-2	40
61			T-3	40
62	ПС 110 кВ Острогжск-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
63			T-2	40
64	ПС 110 кВ Журавка-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
65			T-2	40
66	ПС 110 кВ Райновская-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
67			T-2	40
68	ПС 110 кВ Подгорное-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
69			T-2	40
70	ПС 110 кВ Евдаково-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
71			T-2	40
72	ПС 110 кВ Строительная НВАЭС-2	АО «Концерн Росэнергоатом»	T-1	10
73			T-2	10
74	ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
75			T-2	40
Борисоглебский участок				
76	ПС 220кВ Бобров-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
77			T-2	40
78	ПС 110 кВ НС-7	ОАО «Трансаммиак»	T-1	6,3
79			T-2	6,3
80	ПС 110 кВ Байчурово-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
81			T-2	40
82	ПС 110 кВ Поворино-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
83			T-2	20
84	ПС 110 кВ Таловая-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
85			T-2	40
86	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	40
87			T-2	40
88	ПС 110 кВ Половцево-тяговая	ОАО «РЖД»	T-1	20
89			T-2	20
Калачеевский участок				
90	ПС 110 кВ Павловск-2	АО «Павловск Неруд»	T-1	25
91			T-2	25
92	ПС 110 кВ Павловск-4	АО «Павловск Неруд»	T-1	40
93			T-2	16
94			T-3	16
95			T-4	40
96	ПС 220 кВ Цементник	Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ ГРУП»	T-1	40
97			T-2	40

В таблице 20 приведен перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2020.

Таблица 20. Перечень существующего трансформаторного оборудования 110 кВ и выше субъектов генерации на территории Воронежской области по состоянию на 01.01.2020

№ 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			Т-13	500/20	630
8			Т-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			10ВАТ01	500/31,5	1599
18			10ВАТ01	500/31,5	1599
19	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Т-3	110/35/6	40
20			Т-4	110/35/6	40
21			Т-5	110/6	40
22			Т-6	110/6	40,5
23			Т-7	110/35/6	40,5
24			ТСВ-3	110/6	25
25			Т-9	110/6	40
26			РТСН-1	110/10	16
27			Т-1-1	110/10	63
28			Т-1-2	110/10	63
29			Т-1-3	110/10	40
30			Т-2-4	110/10	63
31			Т-2-5	110/10	63
32			Т-2-6	110/10	40
33	Воронежская ТЭЦ-2	ПАО «Квадра»	Т-1	110/10	63
34			Т-2	110/10	63
35			Т-3	110/10	40
36			ТС-1	110/6	20
37			ТС-2	110/35/6	15
38			ТС-3	110/6	25

2.7. Внешние электрические связи ЭС: техническое состояние и режимы работы

Энергосистема Воронежской области граничит с энергосистемами Липецкой, Белгородской, Тамбовской, Волгоградской, Саратовской областей, а также энергосистемой Донецкой области 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 – Овоци Черноземья;
- 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 500 кВ Донская – Старый Оскол № 2;
- 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.

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

- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-1);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Борисоглебск № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Поворино-2);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – Восточная-1 (ВЛ 110 кВ Поворино-3);
- ВЛ 110 кВ Балашовская – 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 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 энергосистемой Донецкой области Украины является ВЛ 500 кВ Донская – Донбасская.

На рисунке 8 представлена блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области.

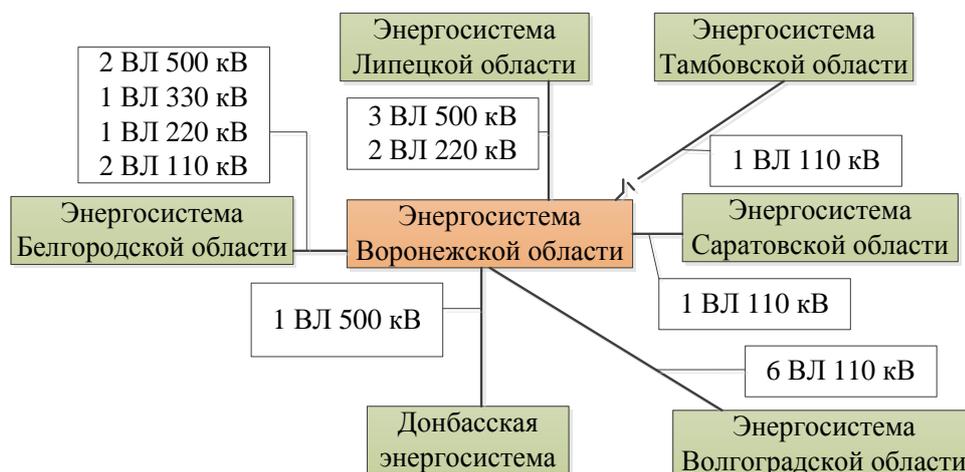


Рисунок 8. Блок-схема внешних электрических связей энергосистемы Воронежской области

Особенности режимов работы электрических связей энергосистемы Воронежской области:

- 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.

2.8. Динамика основных показателей энергоэффективности и электроэффективности за 5 лет

Данные по динамике основных показателей энергоэффективности и электроэффективности сформированы на основании информации Федеральной службы государственной статистики и Территориального органа Федеральной службы государственной статистики по Воронежской области.

Данные об энергоёмкости ВРП в текущих ценах представлены в таблице 21.

Таблица 21. Энергоёмкость ВРП Воронежской области, кг тут/на 10 тыс. руб.

Наименование показателя	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Энергоёмкость ВРП	141,29	122,89	113,49	119,1	145,7

Данные об электроёмкости ВРП в текущих ценах представлены в таблице 22.

Таблица 22. Электроёмкость ВРП Воронежской области, кВт·ч/тыс. руб.

Наименование показателя	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Электроёмкость ВРП	17,35	15,04	13,27	13,8	13,1

Данные о потреблении электроэнергии на душу населения представлены в таблице 23.

Таблица 23. Потребление электроэнергии на душу населения, кВт·ч/чел.

Наименование показателя	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
Потребление электроэнергии	4589,16	4833,13	4853,33	4953,66	5032,95

Данные о электровооруженности труда в экономике представлены в таблице 24.

Таблица 24. Потребление электроэнергии на одного занятого в промышленном производстве, кВт·ч/чел.

Год	Всего в промышленном производстве	в том числе по видам экономической деятельности:			
		добыча полезных ископаемых	обрабатывающие производства	производство и распределение электроэнергии, газа и воды	водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизации отходов
2014	32985	8690	24591	67384	
2015	32368	40820	26020	51229	
2016	35592	41938	25530	65306	
2017	41088	45463	29662	82083	37074
2018	39998	43101	26951	91498	47179

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

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

На основании анализа расчетов электрических режимов за отчетный период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок выявлены следующие схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

Снижение напряжения в Придонском энергоузле, превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая, ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка

В отчетный период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 25° С при двойном ремонте ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник или АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская аварийное отключение ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая) приводит к снижению напряжения на шинах ПС Придонского энергоузла вплоть до нарушения статической устойчивости нагрузки. При этом снижается уровень напряжения у следующих потребителей: АО «Минудобрения», АО «Павловск Неруд», потребителей восьми административных районов Воронежской области: Верхнемамонского, Петропавловского, Богучарского, Кантемировского, Россошанского, Павловского, Ольховатского, Подгоренского с населением 320 тыс. человек и электротяги Юго-Восточной железной дороги – филиала ОАО «Российские железные дороги» ПС 110 кВ Зориновка-тяговая, ПС 110 кВ Райновская-тяговая, ПС 110 кВ Журавка-тяговая, ПС 110 кВ Сергеевка-тяговая.

Для обеспечения ввода параметров электроэнергетического режима в область допустимых значений в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская № 2 с отпайкой на ПС Цементник или АТ-1 и АТ-2 на ПС 220 кВ Придонская необходимо выполнить следующие мероприятия:

- замыкание ШСВ-110-1 и ШСВ-110-2 ПС 220 кВ Придонская;
- включение в работу на ПС 220 кВ Придонская БСК-1, БСК-2
- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымянновская-Искра-Манино-Калач-1;
- ввод в работу из резерва АТ-1 125 МВА на ПС 220 кВ Бобров.

Данные мероприятия предотвращают нарушение статической устойчивости в двойных ремонтных схемах при отключении ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка (ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая), однако при этом наблюдается недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая (ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка) – 121 % от $I_{ддтн}$ (548 А) (123 % от $I_{ддтн}$ (554 А)), напряжение на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Придонская составляет 86-91 кВ, что ниже аварийно допустимого уровня.

ДДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая составляет 450 А при температуре плюс 25° С; АДТН ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая не превышает ДДТН.

Рассмотренных схемно-режимных мероприятий для ввода режима в область допустимых значений не достаточно, требуется ввод ГВО в объеме не более 26 МВт.

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

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26)) выявлено в отчетный период летних максимальных и минимальных нагрузок при температуре плюс 25° С при отключении:

- ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25));

- ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС.

Максимальная токовая нагрузка выявлена в период летних минимальных нагрузок при температуре плюс 25° С при отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25)) и составила 131 % от $I_{ддтн}$ (800 А) на участке от ПС 110 кВ № 30 Подгорное до отпайки на ПС 110 кВ Коминтерновская и 104 % от $I_{ддтн}$ (635 А).

ДДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) и ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) на участках от ПС 110 кВ № 30 Подгорное до отпайки и от Воронежской ТЭЦ-2 до отпайки составляет 610 А при температуре плюс 25° С и ограничена пропускной способностью провода ошиновки на ПС 110 кВ № 30 Подгорное и Воронежской ТЭЦ-2 и 756 А при температуре 0° С; АДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) и ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) на участках от ПС 110 кВ № 30 Подгорное до отпайки и от Воронежской ТЭЦ-2 до отпайки составляет 732 А при температуре плюс 25° С и ограничена пропускной способностью провода ошиновки на ПС 110 кВ № 30 Подгорное и Воронежской ТЭЦ-2 и 800 А при температуре 0° С и ограничена номинальным током ТТ на ПС 110 кВ № 30 Подгорное и Воронежской ТЭЦ-2.

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская достаточно отключения АТ-1(2) ПС 500 кВ Воронежская при перетоке мощности по АТ от шин 110 кВ к шинам 500 кВ. Дальнейшее снижение токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26)) возможно путем отключения В ВЛ-110-26 (В ВЛ-110-25) на Воронежской ТЭЦ-2. Применения схемно-режимных мероприятий достаточно для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

При отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС в период летних минимальных нагрузок выявлено превышение:

- ДДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) - 105 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (642 А);
- ДДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) - 104 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (631 А);
- АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39) - 105 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (536 А);
- АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) - 108 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (549 А).

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками, ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками достаточно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская или ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС отключить АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Воронежская при перетоке мощности по АТ от шин 110 кВ к шинам 500 кВ. Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Кировская – Овоци Черноземья ликвидируется воздействиями АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овоци Черноземья. Рассмотренных схемно-режимных мероприятий достаточно для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39), ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)

Превышение АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39) (ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)) выявлено в отчетный период летних минимальных нагрузок при температуре плюс 25° С при отключении:

- ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) (ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39));
- ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС.

Максимальная величина токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39) (ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)) выявлена в период летних минимальных нагрузок при отключении ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) (ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Воронежская и составила 110 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (561 А) (111 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (568 А)).

ДДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39), ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) составляет 510 А при температуре плюс 25 °С и ограничивается проводом АС-185. АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39), ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) при температуре плюс 25 °С не превышает ДДТН.

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39), ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) достаточно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Воронежская отключить АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Воронежская при перетоке мощности по АТ от шин 110 кВ к шинам 500 кВ. Рассмотренных схемно-режимных мероприятий

достаточно для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

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

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ -110-27) (ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ -110-28)) выявлено в отчетный период летних минимальных нагрузок при температуре плюс 25° С при отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ -110-28) (ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ -110-27)) и составляет 107 % от $I_{ддтн}$ (544 А).

ДДТН ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ -110-27), ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ -110-28) составляет 510 А при температуре плюс 25 °С и ограничивается проводом АС-185. АДТН ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ -110-27), ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ -110-28) при температуре плюс 25 °С составляет 600 А и ограничена номинальным током ВЧЗ на ПС 110 кВ № 30 Подгорное и ПС 110 кВ № 9 СХИ.

Для предотвращения превышения ДДТН ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ -110-27) (ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ -110-28)) достаточно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская отключить АТ-1(2) ПС 500 кВ Воронежская при перетоке мощности по АТ от шин 110 кВ к шинам 500 кВ. Рассмотренных схемно-режимных мероприятий достаточно для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

Присоединение потребителей территории опережающего социально-экономического развития «Павловск»

В соответствии с ТУ на ТП объектов электросетевого хозяйства АО «Павловскагропродукт» к электрическим сетям Муниципального унитарного производственного предприятия Павловского муниципального района «Энергетик» максимальной мощностью 3,6 МВт выполняются следующие мероприятия:

- строительство ПС 110/10 кВ с установкой двух силовых трансформаторов 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый, оснащенных устройства РПН;
- реконструкция ВЛ 110 кВ Придонская – Павловск-4 № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Придонская – Павловск-4 № 2 с отпайками со строительством двух отпаечных ЛЭП 110 кВ до ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2 I, II цепь с отпайками;
- реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 в части установки двух линейных ячеек 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2 I, II цепь с отпайками;
- строительство двух отпаечных ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Придонская - Бутурлиновка-2 I, II цепь с отпайками до новой ПС 110 кВ.

Мероприятия по технологическому присоединению энергопринимающих устройств АО «Павловскагропродукт» к электрическим сетям Муниципального унитарного производственного предприятия Павловского муниципального района «Энергетик» должны быть выполнены к 2024 году.

Анализ фактической загрузки центров питания

Данные о загрузке ЦП 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», а также нагрузочных трансформаторов 110 кВ на ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, ЦП 110 кВ ОАО «РЖД» и потребительских подстанций представлены в таблице 25. Согласно Методическим указаниям по определению резервов мощности на центрах питания ДЗО ПАО «Россети», утвержденным Правлением ПАО «Россети» (протокол Правления от 09.06.2018 № 727пр/5), при анализе загрузки ЦП рассматривалась максимальная нагрузка на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года.

Таблица 25. Загрузка центров питания 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС, ОАО «РЖД» и ряда потребителей подстанций

№	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора, МВА	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП, МВА	Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС, МВА	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года, МВА	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
1	ПС 110 кВ Новоуеманская	25	25	-	25	6,3	31,3	12,99	Нет перегрузки
2	ПС 110 кВ Радуга	25	25	-	25	1,4	26,4	13,59	Нет перегрузки
3	ПС 110 кВ №31 Воля	25	25	-	25	3,69	28,69	17,47	Нет перегрузки
4	ПС 110 кВ Верхняя Хава	16	16	-	16	4,85	20,85	18,84	Нет перегрузки
5	ПС 110 кВ Панино	16	16	-	16	6,4	22,4	9,4	Нет перегрузки
6	ПС 110 кВ № 11 Краснолесное	5,6	6,3	-	5,6	2,88	8,48	5,94	Нет перегрузки
7	ПС 110 кВ Ступино	6,3	10	-	6,3	1	7,3	3,24	Нет перегрузки
8	ПС 110 кВ Рамонь-2	25	25	-	25	0	25	27,63	Есть перегрузка
9	ПС 110 кВ ЗАК	40	25	-	25	0	25	19,46	Нет перегрузки
10	ПС 110 кВ Студенческая	16	16	-	16	0	16	14,16	Нет перегрузки
11	ПС 110 кВ № 14 Западная	31,5	31,5	-	31,5	0	31,5	12,64	Нет перегрузки
12	ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная	31,5	31,5	40	63	0	63	49,09	Нет перегрузки
13	ПС 110 кВ № 21 Восточная	25	20	40	45	3,1	48,1	47,45	Нет перегрузки
14	ПС 110 кВ № 25 Коммунальная	40	40	40	80	0	80	41,51	Нет перегрузки
15	ПС 110 кВ № 28 Тепличная	25	25	-	25	0	25	14,21	Нет перегрузки
16	ПС 110 кВ № 32 Никольское	25	25	-	25	4,2	29,2	17,47	Нет перегрузки
17	ПС 110 кВ № 39 Северо-Восточная	40	40	-	40	0	40	28,16	Нет перегрузки
18	ПС 110 кВ № 45 Калининская	63	63	-	63	0	63	41,23	Нет перегрузки
19	ПС 110 кВ Новохоперск	10	16	-	10	3,4	13,4	8,96	Нет перегрузки
20	ПС 110 кВ Каменка (БУ)	10	10	-	10	7,15	17,15	9,99	Нет перегрузки

№	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора, МВА	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП, МВА	Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС, МВА	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года, МВА	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
21	ПС 110 кВ Московское	10	10	-	10	4,2	14,2	7,82	Нет перегрузки
22	ПС 110 кВ Нижнедевицк	16	16	-	16	5,48	21,48	5,72	Нет перегрузки
23	ПС 110 кВ Краснолипые	16	16	-	16	7,65	23,65	14,97	Нет перегрузки
24	ПС 110 кВ № 15 Семилуки	40,5	40,5	63	81	36	117	53,8	Нет перегрузки
25	ПС 110 кВ Богучар	16	16	-	16	7,6	23,6	10,3	Нет перегрузки
26	ПС 110 кВ Опорная	6,3	6,3	-	6,3	1	7,3	2,71	Нет перегрузки
27	ПС 110 кВ Бутурлиновка-1	16	16	-	16	1,72	17,72	18,45	Нет перегрузки
28	ПС 110 кВ Воробьевка	16	16	-	16	6,23	22,23	6,4	Нет перегрузки
29	ПС 110 кВ Коршево	6,3	6,3	-	6,3	1,1	7,4	3,1	Нет перегрузки
30	ПС 110 кВ Давыдовка	6,3	6,3	-	6,3	2	8,3	6,26	Нет перегрузки
31	ПС 110 кВ МЭЗ	25	25	-	25	8,62	33,62	22,06	Нет перегрузки
32	ПС 110 кВ Острожок	40,5	40,5	-	40,5	1,86	42,36	20,18	Нет перегрузки
33	ПС 110 кВ Россошь	16	16	40	32	6,1	38,1	24,98	Нет перегрузки
34	ПС 110 кВ КБХА	63	63	-	63	0	63	8,6	Нет перегрузки
35	ПС 220 кВ Бобров	16	16	-	16	8,040867	24,040867	14,14	Нет перегрузки
36	ПС 220 кВ Южная	20	20	20	40	0	40	19,71	Нет перегрузки
37	ПС 110 кВ Н. Мамон	2,5	6,3	-	2,5	0	2,5	1,29	Нет перегрузки
38	ПС 110 кВ № 29 ДСК	25	25	-	25	4,7	29,7	19,24	Нет перегрузки
39	ПС 110 кВ Жилпоселковая	10	10	-	10	0	10	5,43	Нет перегрузки
40	ПС 110 кВ № 47 Сомово	25	25	-	25	0	25	12,9	Нет перегрузки
41	ПС 110 кВ Нижний Кисляй	10	10	-	10	3,31	13,31	5,94	Нет перегрузки
42	ПС 110 кВ Лискинская	10	16	-	10	2,72	12,72	6,07	Нет перегрузки
43	ПС 110 кВ ПТФ	10	10	-	10	3,37	13,37	2,75	Нет перегрузки
44	ПС 110 кВ Хреновое	6,3	16	-	6,3	0	6,3	5,87	Нет перегрузки
45	ПС 110 кВ № 36 Воронежская	25	25	-	25	0	25	2,63	Нет перегрузки
46	ПС 110 кВ № 30 Подгорное	40	40	63	80	0	80	74,01	Нет перегрузки
47	ПС 110 кВ РЭАЗ	10	10	-	10	0	10	8,5	Нет перегрузки
48	ПС 110 кВ № 2	63	63	-	63	0	63	23,77	Нет перегрузки
49	ПС 110 кВ № 6	25	32	-	25	0	25	14,67	Нет перегрузки

№	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора, МВА	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП, МВА	Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «n-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС, МВА	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года, МВА	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
50	ПС 110 кВ № 9 СХИ	40	40	-	40	0	40	25,58	Нет перегрузки
51	ПС 110 кВ Центральная	63	63	-	63	0	63	34,01	Нет перегрузки
52	ПС 110 кВ № 18 Тубольница	6,3	6,3	-	6,3	0	6,3	2,48	Нет перегрузки
53	ПС 110 кВ № 20 Северная	40	40	-	40	0	40	22,43	Нет перегрузки
54	ПС 110 кВ № 27 РЭП	32	32	63	64	0	64	41,6	Нет перегрузки
55	ПС 110 кВ Подгорное-районная	16	16	-	16	1,58	17,58	7,85	Нет перегрузки
56	ПС 110 кВ № 42 Полос	40	40	-	40	0	40	22	Нет перегрузки
57	ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	63	63	-	63	0	63	13,7	Нет перегрузки
58	ПС 110 кВ № 44 ВШЗ-2	10	10	-	10	0	10	1,78	Нет перегрузки
59	ПС 110 кВ Прогресс	2,5	10	-	2,5	0,55	3,05	0,42	Нет перегрузки
60	ПС 110 кВ Комплекс	10	10	-	10	4,67	14,67	5,64	Нет перегрузки
61	ПС 110 кВ Нижняя Ведуга	16	16	-	16	2,35	18,35	4,05	Нет перегрузки
62	ПС 110 кВ Ульяновка	6,3	6,3	-	6,3	0,44	6,74	0,5	Нет перегрузки
63	ПС 110 кВ Парижская Коммуна	6,3	-	-	6,3	0,5	6,8	0,96	Нет перегрузки
64	ПС 110 кВ Анна	25	25	-	25	3,86	28,86	10,39	Нет перегрузки
65	ПС 110 кВ Анна-2	16	-	-	16	4,94	20,94	6,13	Нет перегрузки
66	ПС 110 кВ Архангельское	10	10	-	10	3,6	13,6	6,73	Нет перегрузки
67	ПС 110 кВ Борисоглебск	25	25	-	25	14,45	39,45	29,79	Нет перегрузки
68	ПС 110 кВ Большевик	6,3	-	-	6,3	1,06	7,36	2,01	Нет перегрузки
69	ПС 110 кВ Восточная-1	40	-	-	40	0	40	6,95	Нет перегрузки
70	ПС 110 кВ Верхний Карачан	10	10	-	10	0,18	10,18	2,54	Нет перегрузки
71	ПС 110 кВ Верхняя Тойда	6,3	-	-	6,3	0,4	6,7	1,24	Нет перегрузки
72	ПС 110 кВ Грибановка	16	16	-	16	0,22	16,22	7,42	Нет перегрузки
73	ПС 110 кВ Докучаево	10	10	-	10	0,47	10,47	2,95	Нет перегрузки
74	ПС 110 кВ Каменка (ЛУ)	16	16	-	16	1,8	17,8	3,94	Нет перегрузки
75	ПС 110 кВ Листопадовка	10	10	-	10	4,19	14,19	5,79	Нет перегрузки

№	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора, МВА	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП, МВА	Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора с учетом нагрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС, МВА	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года, МВА	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
76	ПС 110 кВ Народное	16	10	-	10	0	10	2,55	Нет перегрузки
77	ПС 110 кВ Рождество	6,3	-	-	6,3	1,59	7,89	0,64	Нет перегрузки
78	ПС 110 кВ Таловая-районная	16	16	-	16	4,34	20,34	9,51	Нет перегрузки
79	ПС 110 кВ Терновка	10	10	-	10	2,2	12,2	3,37	Нет перегрузки
80	ПС 110 кВ Химмаш	16	16	-	16	0	16	7,1	Нет перегрузки
81	ПС 110 кВ Щучье	6,3	6,3	-	6,3	1,3	7,6	2,36	Нет перегрузки
82	ПС 110 кВ Эргиль	16	16	-	16	1,42	17,42	9,17	Нет перегрузки
83	ПС 110 кВ Калач-1	25	25	-	25	1,2	26,2	17,71	Нет перегрузки
84	ПС 110 кВ Калач-2	16	16	-	16	2,2	18,2	6,84	Нет перегрузки
85	ПС 110 кВ Бутурлиновка-2	6,3	6,3	-	6,3	2,7	9	4,87	Нет перегрузки
86	ПС 110 кВ Козловка	2,5	2,5	-	2,5	1,28	3,78	1,25	Нет перегрузки
87	ПС 110 кВ Филиппенково	6,3	6,3	-	6,3	1,14	7,44	1,03	Нет перегрузки
88	ПС 110 кВ Солонцы	6,3	6,3	-	6,3	2,97	9,27	1,74	Нет перегрузки
89	ПС 110 кВ Калачевская	6,3	-	-	6,3	0,78	7,08	0,63	Нет перегрузки
90	ПС 110 кВ Манино	16	16	-	16	1	17	1,66	Нет перегрузки
91	ПС 110 кВ Петропавловка	10	10	-	10	0,82	10,82	4,2	Нет перегрузки
92	ПС 110 кВ Верхний Мамон	16	10	-	10	3,51	13,51	6,03	Нет перегрузки
93	ПС 110 кВ Большая Казинка	6,3	-	-	6,3	0,69	6,99	0,42	Нет перегрузки
94	ПС 110 кВ Дерезовка	6,3	-	-	6,3	0	6,3	0,38	Нет перегрузки
95	ПС 110 кВ Осетровка	6,3	-	-	6,3	1,01	7,31	1,42	Нет перегрузки
96	ПС 110 кВ Павловск-2	63	63	-	63	10,4	73,4	20,38	Нет перегрузки
97	ПС 110 кВ с-з Радченский	10	-	-	10	2,18	12,18	2,82	Нет перегрузки
98	ПС 110 кВ 2-я Пятилетка	6,3	6,3	-	6,3	1,24	7,54	1,22	Нет перегрузки
99	ПС 110 кВ АНП	6,3	6,3	-	6,3	1,8	8,1	4,54	Нет перегрузки
100	ПС 110 кВ Добрино	10	-	-	10	2,7	12,7	2,84	Нет перегрузки
101	ПС 110 кВ Коротояк	6,3	10	-	6,3	4,59	10,89	4,38	Нет перегрузки
102	ПС 110 кВ Азовка	10	-	-	10	2,36	12,36	1,83	Нет перегрузки
103	ПС 110 кВ Шишовка	6,3	-	-	6,3	0,86	7,16	0,79	Нет перегрузки

№	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора, МВА	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП, МВА	Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС, МВА	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года, МВА	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
104	ПС 110 кВ Новая Калитва	6,3	-	-	6,3	1,52	7,82	1,82	Нет перегрузки
105	ПС 110 кВ Старая Калитва	6,3	6,3	-	6,3	1,81	8,11	2,16	Нет перегрузки
106	ПС 110 кВ Никонорова	2,5	6,3	-	2,5	1,81	4,31	1,18	Нет перегрузки
107	ПС 110 кВ Кантемировка	10	10	-	10	2,61	12,61	10,49	Нет перегрузки
108	ПС 110 кВ Бугаевка	16	-	-	16	8,58	24,58	8,96	Нет перегрузки
109	ПС 110 кВ Курская	10	10	-	10	0	10	3,42	Нет перегрузки
110	ПС 110 кВ Родина	25	-	-	25	0	25	6,9	Нет перегрузки
111	ПС 110 кВ Журавка-тяговая	40	40	-	40	0	40	15,94	Нет перегрузки
112	ПС 110 кВ Райновская-тяговая	40	40	-	40	0	40	27,18	Нет перегрузки
113	ПС 110 кВ Подгорное-тяговая	40	40	-	40	0	40	10,72	Нет перегрузки
114	ПС 110 кВ Евдаково-тяговая	20	40	-	20	2,17	22,17	22,15	Нет перегрузки
115	ПС 110 кВ Блочная тяговая	31,5	40,5	40	71,5	0	71,5	44,32	Нет перегрузки
116	ПС 110 кВ Колодезная-тяговая	40	40	-	40	0	40	24,1	Нет перегрузки
117	ПС 110 кВ Отрожка-тяговая	40	40	-	40	0	40	35,67	Нет перегрузки
118	ПС 110 кВ Остроужск-тяговая	20	40	-	20	0	20	11,89	Нет перегрузки
119	ПС 110 кВ Поворино-тяговая	40	20	-	20	0	20	16,43	Нет перегрузки
120	ПС 110 кВ Половцево-тяговая	20	20	-	20	0	20	14,78	Нет перегрузки
121	ПС 110 кВ Елань Колено-тяговая	40	40	-	40	0	40	14,57	Нет перегрузки
122	ПС 110 кВ Таловая-тяговая	40	40	-	40	0	40	14,1	Нет перегрузки
123	ПС 110 кВ Бобров-тяговая	40	40	-	40	0	40	20,3	Нет перегрузки

№	ПС	Установленная мощность трансформаторов			Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора, МВА	Мощность нагрузки ЦП, которую возможно перевести в послеаварийном режиме на другие ЦП, МВА	Длительно допустимая нагрузка трансформаторов в режиме «п-1» наиболее мощного трансформатора с учетом разгрузки ЦП, которую можно перевести в послеаварийном режиме на другие ПС, МВА	Максимальная нагрузка ЦП на основании контрольных замеров в летний и зимний период за последние 3 года, МВА	Наличие перегрузки
		Т-1	Т-2	Т-3					
124	ПС 110 кВ Сергеевская	40	40	-	40	0	40	11,23	Нет перегрузки
125	ПС 110 кВ ГПП-2	32	32		32	0	32	4,89	Нет перегрузки
126	ПС 110 кВ ГПП-3	32	32		32	0	32	11,03	Нет перегрузки
127	ПС 110 кВ ГПП-4	25	25		25	0	25	10,22	Нет перегрузки

4. Составление перспективных балансов и анализ развития электроэнергетики Воронежской области на пятилетнюю перспективу

При составлении перспективных балансов электроэнергии и мощности учитывалось планируемое к строительству и выводу из эксплуатации генерирующее оборудование (с установленной мощностью более 5 МВт) на территории Воронежской области в соответствии с таблицей 26.

Таблица 26. Объемы ввода/демонтажа генерирующего оборудования по энергосистеме Воронежской области в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на период 2020 – 2026 годы

№ п/п	Станционный номер, тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип изменения	Мощность, МВт	Год изменения
1	4 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-30	2020
2	5 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-30	2020
3	6 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-30	2020
4	7 Р-14-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-14	2025
5	8 Р-14-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-14	2025
6	10 ПГУ(Т)-223	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Ввод	223	2020 введен
7	8 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Ввод	30	2025

4.1. Цели и задачи развития электроэнергетики

На основании Закона Воронежской области от 20.12.2018 № 168-ОЗ «О Стратегии социально-экономического развития Воронежской области на период до 2035 года» целью развития электроэнергетики Воронежской области является общее повышение эффективности функционирования энергетической инфраструктуры.

Ключевыми задачами, решение которых обеспечивает достижение поставленной цели, являются:

- сокращение затрат энергетических ресурсов на единицу валового регионального продукта;
- проведение модернизации распределительных сетей, обеспечивающих электроснабжение конечных потребителей всех уровней;
- обеспечение замены воздушных и кабельных линий, а также оборудования распределительных устройств с целью минимизации потерь;
- обеспечение потребности в электроэнергетике в дефицитных зонах за счет развития малой энергетики, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии.

Приоритетными направлениями деятельности для развития энергетической инфраструктуры Воронежской области являются:

- развитие возобновляемых источников энергии и альтернативных видов топлива;
- популяризация энергосбережения в Воронежской области;
- энергосбережение и повышение энергетической эффективности в системе наружного освещения.

4.2. Прогноз потребления электроэнергии на пятилетний период

В таблице 27 представлен прогноз электропотребления энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа генерирующего оборудования с высокой вероятностью реализации, разработанный в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на период 2020 – 2026 годов.

Таблица 27. Прогноз электропотребления энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа объектов генерации с высокой вероятностью реализации на 2020–2025 годы с выделением наиболее крупных потребителей

Электроэнергия	Прогнозируемый период					
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление электроэнергии (млн кВт·ч), в том числе:	12261	12488	12566	12539	12547	12626
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	830	830	830	830	830	830
АО «Воронежсинтезкаучук»	237	237	237	237	237	237
АО «Минудобрения»	417	417	417	417	417	417
Воронежский филиал ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп» (пгт Подгоренский)	181	181	181	181	181	181

На рисунке 9 представлена отчетная динамика изменения электропотребления энергосистемы Воронежской области, а также прогноз электропотребления на 2020–2025 годы.

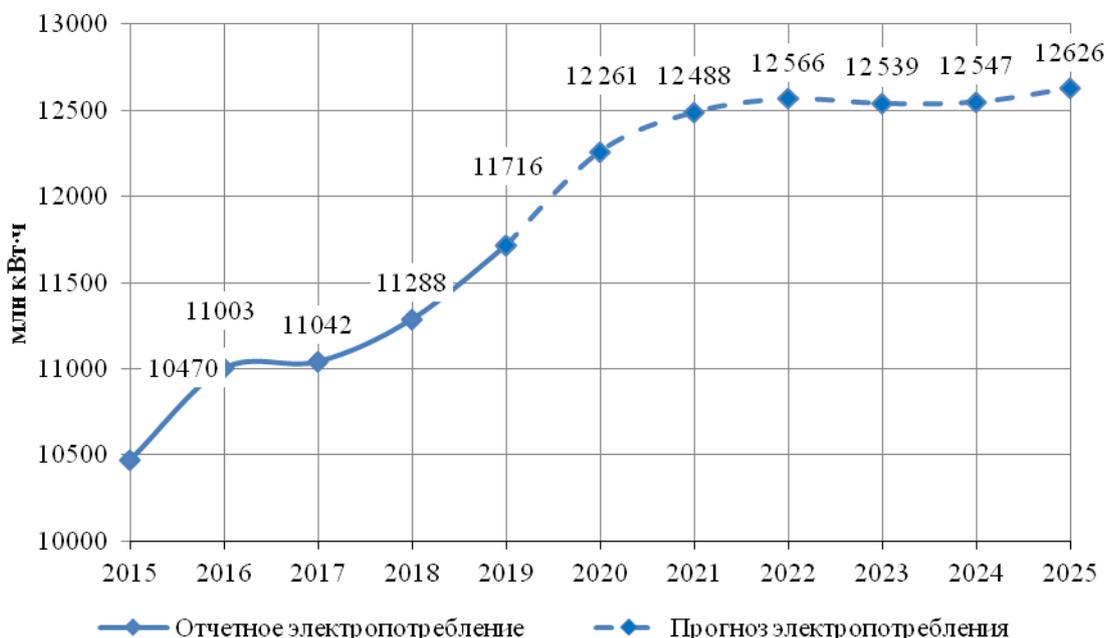


Рисунок 9. Динамика изменения фактического электропотребления, а также прогноз электропотребления энергосистемы Воронежской области на 2020–2025 годы

4.3. Прогноз потребления мощности на пятилетний период на территории Воронежской области

В таблице 28 представлен прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа генерирующего

оборудования с высокой вероятностью реализации, разработанный в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на период 2020 – 2026 годов.

Таблица 28. Прогноз максимального потребления мощности энергосистемы Воронежской области с учетом ввода/демонтажа объектов генерации с высокой вероятностью реализации на 2020–2025 годы с выделением наиболее крупных потребителей

Мощность (МВт)	Прогнозируемый период					
	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Прогноз максимума электрической нагрузки, в том числе:	1904	1935	1931	1938	1942	1936
ЮВЖД - филиал ОАО «РЖД»	176,5	176,5	176,5	176,5	176,5	176,5
АО «Воронежсинтезкаучук»	35	35	35	35	35	35
АО «Минудобрения»	66	66	66	66	66	66
Воронежский филиал ЗАО «ЕВРОЦЕМЕНТ групп» (пгт. Подгоренский)	32	32	32	32	32	32

В таблице 29 приведен прогноз максимального потребления мощности инвестиционных проектов (на основе договоров на осуществление технологического присоединения), присоединенная мощность которых превышает 5 МВт.

Таблица 29. Прогноз максимального потребления мощности инвестиционных проектов, МВт

Наименование потребителя	Максимальная нагрузка по ТУ на ТП, МВт	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
ООО Специализированный застройщик «Группа компаний Хамина»	5	-	5	5	5	5	5
Литвинов Н.Т.	8,5	-	-	-	8,5	8,5	8,5
ООО «ЭнергоПромСистемы»	22	22	22	22	22	22	22
ООО «Выбор»	20	20	20	20	20	20	20
ООО «Воронежбытстрой»	22	-	11	5,5	5,5	-	-
ООО «Каскадэнерго»	41	41	41	41	41	41	41
Департамент строительной политики Воронежской области	63	-	63	63	63	63	63
ООО «Отечество»	75	-	25	50	75	75	75
ООО «Тепличный комплекс «Воронежский»	100	100	100	100	100	100	100

На рисунке 10 представлена отчетная динамика изменения максимумов нагрузки энергосистемы Воронежской области в 2015–2019 годы, а также прогноз изменения максимумов нагрузки на 2020 – 2025 годы.

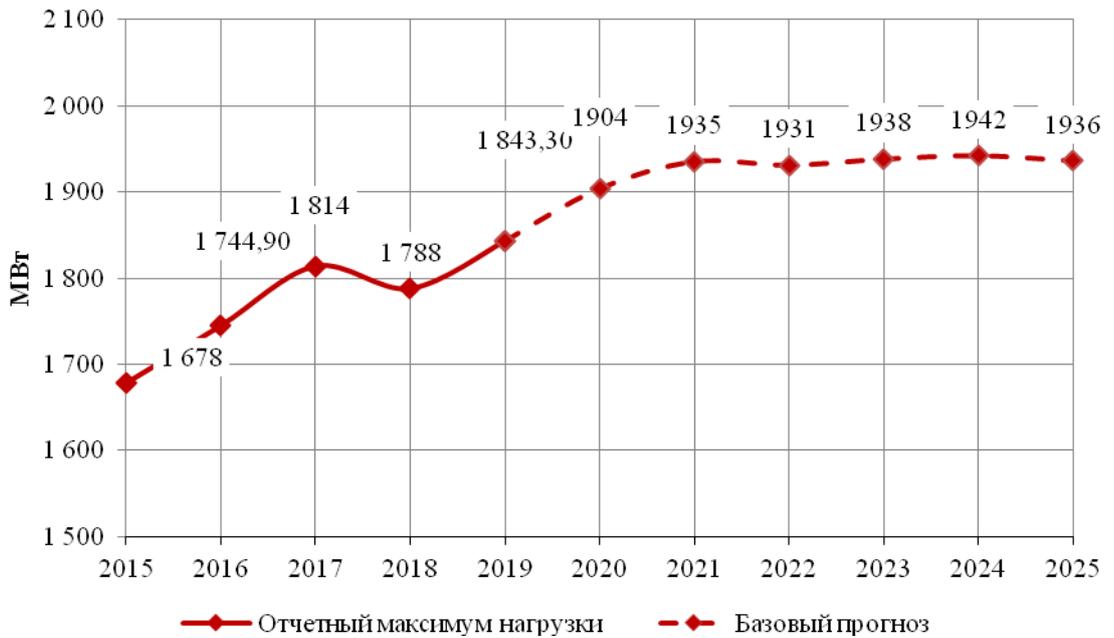


Рисунок 10. Динамика изменения фактического максимума нагрузки, а также прогноз максимума нагрузки энергосистемы Воронежской области на 2020–2025 годы

4.4. Детализация электропотребления и максимума нагрузки по отдельным частям энергосистемы Воронежской области с выделением потребителей, составляющих не менее 1 % потребления региона и иных, влияющих на режим работы энергорайона в энергосистеме

Энергосистема Воронежской области условно разделена на 3 энергорайона: Воронежский, Южный и Восточный.

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

Прогноз максимальной нагрузки Воронежского энергорайона с детализацией по наиболее крупным потребителям представлен в таблице 30.

Таблица 30. Прогноз максимальной нагрузки Воронежского энергорайона, МВт.

Наименование потребителя	Наименование центра питания	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление Воронежского энергорайона		998,7	1028,2	1029,0	1037,7	1041,0	1043,8
АО «Воронежсинтез-каучук»	ПС 220 кВ Южная, ПС 220 кВ Кировская, Воронежская ТЭЦ-1	35	35	35	35	35	35
ПАО «ВАСО»	ПС 220 кВ Кировская, Воронежская ТЭЦ-1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1	14,1
АО «Конструкторское бюро химавтоматики»	ПС 220 кВ Южная	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
ОАО «РЖД»	ПС 500 кВ Воронежская, ОРУ 110 кВ Нововоронежской АЭС	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
ЗАО «Воронежский шинный завод»	ПС 220 кВ Южная, ПС 110 кВ № 43 ВШЗ, Воронежская ТЭЦ-1	6	6	6	6	6	6

Наименование потребителя	Наименование центра питания	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
ООО УК «Рудгормаш»	ПС 220 кВ Южная	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
«ВМЗ» - филиал ФГУП «ГКНПЦ им. М. В. Хруничева»	ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
ООО «ЛОС»	ПС 220 кВ Южная, ПС 110 кВ № 43 ВШЗ	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Прогноз максимальной нагрузки Южного энергорайона с детализацией по наиболее крупным потребителям представлен в таблице 31.

Таблица 31. Прогноз максимальной нагрузки Южного энергорайона

Наименование потребителя	Наименование центра питания	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление Южного энергорайона		469,8	470,8	467,6	466,5	466,9	467,7
АО «Минудобрения»	ПС 220 кВ Придонская	66	66	66	66	66	66
АО «Павловск Неруд»	ПС 220 кВ Придонская	11	11	11	11	11	11
ОАО «РЖД»	ПС 330 кВ Лиски, ПС 220 кВ Придонская	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
Воронежский филиал АО «ЕВРОЦЕМЕНТ ГРУП»	ПС 330 кВ Лиски	32	32	32	32	32	32
ЗАО «Лискимонтажконструкция»	ПС 110 кВ ЗМЗ	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

Прогноз максимальной нагрузки Восточного энергорайона с детализацией по наиболее крупным потребителям представлен в таблице 32.

Таблица 32. Прогноз максимальной нагрузки Восточного энергорайона

Наименование потребителя	Наименование центра питания	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребление Восточного энергорайона		200,8	201,2	199,8	199,3	199,5	199,9
ОАО «РЖД»	ПС 500 кВ Балашовская, ПС 220 кВ Бобров	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д
ОАО «Борхиммаш»	ПС 110 кВ Химмаш	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д

4.5. Перечень (мероприятия) планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Воронежской области мощностью свыше 5 МВт

Перечень (мероприятия) планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Воронежской области мощностью свыше 5 МВт (в том числе генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии) на пятилетний период, а также мероприятий, запланированных на 2020 год, с указанием оснований включения в перечень для каждого объекта с учетом максимального развития когенерации представлен в таблице 33.

Таблица 33. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей в соответствии с проектом СиПР ЕЭС России на период 2020 – 2026 годы

№ п/п	Станционный номер, тип турбины	Электростанция	Генерирующая компания	Тип изменения	Мощность, МВт	Год изменения	Основание
1	4 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-30	2020	Проект СиПР ЕЭС
2	5 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-30	2020	Проект СиПР ЕЭС
3	6 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-30	2020	Проект СиПР ЕЭС
4	7 Р-14-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-14	2025	Проект СиПР ЕЭС
5	8 Р-14-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Демонтаж	-14	2025	Проект СиПР ЕЭС
6	8 ПТ-30-90	Воронежская ТЭЦ-1	ПАО «Квадра»	Ввод	30	2025	Проект СиПР ЕЭС

4.6. 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.

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. Валовый 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 (51 200 кВт, 44 8512 МВт·ч/год), Хопра (8093 кВт, 78 227 МВт·ч/год), Битюга (5 853 кВт, 51 272 МВт·ч/год), Воронежа (5 500 кВт, 48 180 МВт·ч/год), Толучеевки (5 013 кВт, 43 914 МВт·ч/год), Елани (2 516 кВт, 22 040 МВт·ч/год), Богучарки (2 145 кВт, 18 790 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 1 200 т у.т., ежегодный потенциал оценивается от 12 тыс. т, или 7 200 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 стационарных 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.

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

При формировании перспективных балансов электроэнергии энергосистемы Воронежской области 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 проектом СиПР ЕЭС России на 2020–2026 годы и представлены в таблицах 34 и 35.

Таблица 34. Прогнозный баланс электроэнергии энергосистемы Воронежской области на 2020–2025 годы, млн кВт·ч

Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность (потребление электрической энергии)	12 261	12 488	12 566	12 539	12 547	12 626
Покрытие (производство электрической энергии)	28 436	28 991	29 013	29 058	29 069	29 105
в том числе:						
АЭС	26 250	26 448	26 448	26 448	26 448	26 448
ТЭС	2 186	2 543	2 565	2 610	2 621	2 657
Сальдо перетоков электрической энергии («+» дефицит, «-» профицит)	-16 175	-16 503	-16 447	-16 519	-16 522	-16 479

Таблица 35. Прогнозный баланс мощности энергосистемы Воронежской области на 2020–2025 годы, МВт

Показатель	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
Потребность (собственный максимум)	1904	1935	1931	1938	1942	1936
Покрытие (установленная мощность)	4176,3	4176,3	4176,3	4176,3	4176,3	4178,3
в том числе:						
АЭС	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3	3778,3
ТЭС	398,0	398,0	398,0	398,0	398,0	398,0
Сальдо перетоков электрической мощности («+» дефицит, «-» профицит)	-2272,3	-2241,3	-2245,3	-2238,3	-2234,3	-2242,3

Прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Воронежской области на период 2020–2025 годов складывается со значительным профицитом в связи с вводом Блока 6 и Блока 7 на Нововоронежской АЭС в 2016 и 2019 годах соответственно.

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

В работе рассмотрены электрические режимы, возникающие при нормативных возмущениях в электрической сети 110 – 500 кВ энергосистемы Воронежской области в нормальной и основных ремонтных схемах. Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по устойчивости энергосистем, утвержденных приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

Расчеты электрических режимов энергосистемы Воронежской области проводились для периодов зимних максимальных, зимних минимальных, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок на период 2020–2025 годов. Расчетные периоды приняты согласно методическим рекомендациям по проектированию развития энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281.

При выполнении расчетов электрических режимов энергосистемы Воронежской области температура воздуха для зимних периодов принята равной плюс 5 °С, а для летних периодов плюс 20 °С.

Дополнительно были проведены расчеты с учетом требований к расчетным температурным условиям согласно ГОСТ Р 58670-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования». Расчетные температурные условия и потребление энергосистемы на территории Воронежской области в перспективных расчетных моделях в рамках базового прогноза до 2025 года в период зимнего и летнего максимума и минимума нагрузки приняты следующие:

- режим зимних максимальных нагрузок рабочего дня и зимних минимальных нагрузок рабочего дня – при температуре воздуха для наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 – минус 24 °С;

- режим летних максимальных нагрузок рабочего дня – при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 30 °С.

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

- мероприятия в электрической сети 220 кВ и выше энергосистемы Воронежской области, предусмотренные проектом СиПР ЕЭС России на период 2020–2026 годов;

- мероприятия актуальной Инвестиционной программы филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго» (в части объектов на этапе строительства);

- мероприятия в рамках заключенных договоров на технологическое присоединение новых энергопринимающих устройств по данным от филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС и филиала ПАО «МРСК Центра» – «Воронежэнерго»;

- мероприятия в рамках утвержденных ТУ на ТП новых энергопринимающих устройств более 5 МВт.

Перечень учтенных в качестве исходных данных при формировании расчетных моделей электросетевых объектов представлен в таблицах 36 и 38.

Таблица 36. Перечень учтенных в качестве исходных данных при формировании расчетных моделей электросетевых объектов, введенных и реконструируемых в 2019 году

№	Наименование мероприятия	Год ввода	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (км) ПС (МВА)
1	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	2019	3х16 МВА 2х1 км 2 ячейки 110 кВ
2	Строительство одноцепной ВЛ 220 кВ Донская - Бутурлиновка ориентировочной протяженностью 120,3 км (1х120,3 км) со строительством ПС 220 кВ Бутурлиновка трансформаторной мощностью 125 МВА	2019	120,3 км, 125 МВА
3	Строительство двух КЛ 110 кВ Бутурлиновка – Бутурлиновка-2 №1, 2. Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой 2 (двух) ячеек 110 кВ	2019	0,54 км 0,43 км 2 ячейки 110 кВ
4	Реконструкция ОРУ 110 кВ Воронежской ТЭЦ-1. Строительство 3,4 секций 110 кВ	2019	

В соответствии с проектом схемы и программы развития ЕЭС России на 2020-2026 годы (далее – проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 гг.) в энергосистеме Воронежской области по 2025 год планируются мероприятия по вводу и демонтажу генерирующего оборудования, данные о которых приведены в таблице 37.

Таблица 37. Объемы изменения установленной мощности генерирующих объектов и (или) генерирующего оборудования по 2025 год, МВт

Станционный номер, тип турбины	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип изменения	Мощность	Год ввода
Воронежская ТЭЦ-1					
4 ПТ-30-90	ПАО «Квадра»	Газ природный	Демонтаж	-30	2020
5 ПТ-30-90	ПАО «Квадра»	Газ природный	Демонтаж	-30	2020

Станционный номер, тип турбины	Генерирующая компания	Вид топлива	Тип изменения	Мощность	Год ввода
6 ПТ-30-90	ПАО «Квадра»	Газ природный	Демонтаж	-30	2020
7 Р-14-90	ПАО «Квадра»	Газ природный	Демонтаж	-14	2025
8 Р-14-90	ПАО «Квадра»	Газ природный	Демонтаж	-14	2025
10 ПГУ(Т)-223	ПАО «Квадра»	Газ природный	Ввод	223	2020
8 ПТ-30-90	ПАО «Квадра»	Газ природный	Ввод	30	2025

Таблица 38. Перечень учтенных в качестве исходных данных мероприятий на перспективу 2020–2025 годов

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	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	2020	Договор ТП между ООО «Тепличный комбинат «Воронежский» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Тепличный комбинат «Воронежский», ПАО «ФСК ЕЭС»
2	Строительство ПС 110 кВ Спутник и строительство заходов от ВЛ-110-27,28 на ПС 110 кВ Спутник	2х40 МВА, 4х0,1 км	2020	Утвержденные ТУ на ТП ООО «Выбор» к ПАО «МРСК Центра» - Воронежэнерго»	ПАО «МРСК Центра» - Воронежэнерго»
3	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	2020	Договор ТП между ООО «Каскадэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Каскадэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС»
4	Строительство ПС 110 кВ Парковая со строительством КВЛ 110 кВ Южная – Парковая № 1,2.	2х63 МВА, 2х1,1 км 2х3,1 км	2021	Договор ТП между Департаментом строительной политики Воронежской области и ПАО «ФСК ЕЭС»	Департамент строительной политики Воронежской области, ПАО «ФСК ЕЭС»
5	Строительство ПС 110 кВ Отрадное. Строительство отпаяк от ВЛ-110-45,46	2х25 МВА	2021	Утвержденные ТУ на ТП ООО «Воронежбытстрой» к ПАО «МРСК Центра» - Воронежэнерго»	ПАО «МРСК Центра» - Воронежэнерго»
6	Строительство ПС 110 кВ Отечество. Строительство ВЛ 110 кВ Латная - Отечество. Установка новой ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Латная	2х40 МВА 1 ячейка 110 кВ	2021	Договор ТП между ООО «Отечество» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Отечество», ПАО «ФСК ЕЭС»
7	Реконструкция ПС 220 кВ Южная (г. Воронеж) с заменой автотрансформатора 200/110/10 кВ мощностью 200 МВА, автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 135 МВА, автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 135 МВА, двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА, трансформатора 110/6 кВ мощностью 20 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА, двух трансформаторов 110/6(10) мощностью 40 МВА, трансформатора 110/35 кВ мощностью	220 кВ: 2х250 МВА 110 кВ: 2х40 МВА 10 МВА 2х54,5 Мвар	2024	Проект СипР ЕЭС России на 2020-2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
	10 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 590 МВА и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 54,5 Мвар				
8	Строительство ПС 110 кВ с установкой двух трансформаторов 2х10 МВА. Строительство двух КЛ 110 кВ, от ВЛ 110-49, ВЛ-110-50 до новой ПС 110 кВ	2х10 МВА	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» - Воронежэнерго» энергопринимающих устройств Литвинова Николая Тихоновича максимальной мощностью 8,5 МВт	ПАО «МРСК Центра» - Воронежэнерго»
9	Строительство новой ПС 110 кВ с установкой двух силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА каждый, оснащенных устройствами РПН. Строительство двух отпаечных ЛЭП 110 кВ до новой ПС 110 кВ от ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 27 с отпайками, ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ № 28 с отпайками протяженностью 0,5 км	2х6,3 МВА 2х0,5 км	2021	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра» - Воронежэнерго» энергопринимающих устройств ООО «Специализированный застройщик «Группа компаний Хамина» максимальной мощностью 5 МВт	ПАО «МРСК Центра» - Воронежэнерго»
10	Строительство ПС 110 кВ с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый, оснащенных устройствами РПН. Реконструкция ВЛ 110 кВ Придонская – Павловск-4 № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Придонская – Павловск-4 № 2 с отпайками со строительством двух отпаечных ЛЭП 110 кВ до ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2 I, II цепь с отпайками. Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой двух линейных ячеек 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2 I, II цепь с отпайками. Строительство двух отпаечных ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Придонская - Бутурлиновка-2 I, II цепь с отпайками до новой ПС 110 кВ.	2х63 МВА, 2х80 км, 2 яч. 110 кВ, 2х0,5 км	2024	ТУ на ТП к электрическим сетям МУПП «Энергетик» (Муниципальное унитарное производственное предприятие Павловского муниципального района «Энергетик») энергопринимающих устройств АО «Павловскагропродукт» с максимальной мощностью 3,6 МВт	ПАО «МРСК Центра» - Воронежэнерго»

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

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

Результаты расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной и единичной ремонтной схеме в период зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок 2020 – 2025 годов представлены в таблице 39.

Таблица 39. Результаты расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в основных реоных схемах в период летних максимальных и минимальных нагрузок 2020 – 2025 годов (токовая нагрузка в % от $I_{длгн}$)

Контролируемый элемент	Отключаемый элемент	Отключаемый элемент 2	2020			2021			2022			2023			2024			2025						
			Лето макс t=20°C	Лето мин t=20°C	Лето макс t=30°C	Лето макс t=20°C	Лето мин t=20°C	Лето макс t=30°C	Лето макс t=20°C	Лето мин t=20°C	Лето макс t=30°C	Лето макс t=20°C	Лето мин t=20°C	Лето макс t=30°C	Лето макс t=20°C	Лето мин t=20°C	Лето макс t=30°C	Лето макс t=20°C	Лето мин t=20°C	Лето макс t=30°C				
ВЛ 110 кВ Лагная - Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25) (уч. отп. на Коминтерновскую-Подгорное)	ВЛ 110 кВ Лагная - Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	124	126	137	124	126	137	123	126	136	123	126	136	127	126	139	125	127	138	125	126	138	
			93	<90	104	93	<90	104	92	<90	103	93	<90	103	<90	104	94	105	94	<90	104	94	<90	104
			99	102	109	99	102	108	98	102	108	98	102	108	102	103	100	110	100	103	110	100	103	110
ВЛ 110 кВ Лагная - Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26) (уч. отп. на Коминтерновскую-Подгорное)	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	124	126	137	123	126	136	123	126	136	123	126	136	127	126	138	125	127	138	125	126	138	
			98	101	107	97	101	107	97	100	106	97	100	106	101	98	108	98	101	108	98	101	108	
			93	98	104	93	98	103	92	97	103	92	97	103	98	94	105	94	98	105	94	98	104	
ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №27 с отпайками (ВЛ-110-27) (уч. Спутник-отп. ПС20-39)	ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	117	131	113	115	130	111	115	130	111	115	130	111	131	118	114	118	131	114	118	131	114	
			95	104	92	93	104	91	93	104	91	93	104	91	93	105	95	93	106	93	95	106	93	
			117	131	113	115	130	111	115	130	111	115	130	111	131	118	114	118	131	114	118	131	114	
ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №28 с отпайками (ВЛ-110-28) (уч. Спутник-отп. ПС20-39)	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	93	104	91	92	104	<90	92	104	<90	92	104	<90	94	105	92	94	106	91	94	106	91	
			<90	112	92	<90	111	<90	<90	112	90	<90	<90	112	90	<90	124	108	99	123	107	107		
			<90	112	<90	<90	112	<90	<90	112	<90	<90	112	<90	<90	123	104	97	122	104	97	122	104	
ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) (уч. Кировская-ПС №44)	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	
			<90	111	<90	<90	111	<90	<90	111	<90	<90	<90	<90	<90	105	98	<90	105	97	<90	105	97	
			<90	95	<90	<90	94	<90	<90	94	<90	<90	94	<90	<90	104	91	<90	104	91	<90	104	91	
ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39) (уч. Кировская-ПС №44)	ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	
			<90	111	<90	<90	111	<90	<90	111	<90	<90	<90	<90	<90	109	106	98	121	106	98	121	106	
			<90	110	<90	<90	109	<90	<90	109	<90	<90	<90	<90	<90	109	106	98	121	106	98	121	106	
ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39) (уч. Кировская-ПС №44)	ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	
			<90	111	<90	<90	111	<90	<90	111	<90	<90	<90	<90	<90	111	103	96	121	102	96	121	102	
			<90	95	<90	<90	94	<90	<90	94	<90	<90	94	<90	<90	94	96	<90	104	96	<90	104	96	
ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая	ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая	ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	<90	
			<90	92	<90	<90	92	<90	<90	92	<90	<90	<90	<90	<90	103	96	<90	103	<90	103	<90	<90	
			<90	92	<90	<90	92	<90	<90	92	<90	<90	<90	<90	<90	103	96	<90	103	<90	103	<90	<90	

4.9. Определение предварительного состава замещающих мероприятий в части сооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и выше, при выводе из эксплуатации открытого распределительного устройства 110 кВ Нововоронежской АЭС

В соответствии с решением Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» от 06.05.2019 года № Р 1.2.2.06.001.0326-2019 «О выводе из эксплуатации ОРУ 110 кВ филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская АЭС» производится вывод из эксплуатации ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС и автотрансформаторов связи АТ-1, АТ-3 мощностью 200 МВА в срок до 01.01.2024 года.

Вывод из эксплуатации ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС и автотрансформаторов связи АТ-1, АТ-3 без выполнения замещающих мероприятий приведет к выходу параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений – погашению потребителей, питающихся от ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС – ПС 110 кВ Жилзона, ПС 110 кВ Северная и ПС 110 кВ Колодезная-тяговая, что в соответствии с п. 31 постановления Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (ред. от 05.09.2018) «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» не может быть реализовано без компенсирующих мероприятий.

В соответствии с письмом Первого заместителя министра Минэнерго России А.В. Черезова в адрес правительства Воронежской области от 30.09.2019 № ЧА-11422/10 «О мерах по обеспечению надежного электроснабжения потребителей Воронежской области» в данном разделе рассмотрены предварительные компенсационные мероприятия по выводу из эксплуатации ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС и автотрансформаторов связи АТ-1, АТ-3. Окончательный перечень мероприятий должен быть определен на этапе разработки отдельного технико-экономического обоснования замещающих мероприятий, обеспечивающих вывод из эксплуатации ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС.

ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС и автотрансформаторы связи АТ-1, АТ-3 мощностью 200 МВА каждый обеспечивают не только электроснабжение существующих потребителей, подключенных к ПС 110 кВ Жилзона, ПС 110 кВ Северная и ПС 110 кВ Колодезная-тяговая, но и поддержание напряжения на шинах 110 кВ Южного и Восточного энергорайонов.

Принципиальная схема вывода оборудования из эксплуатации представлена на рисунке 11.

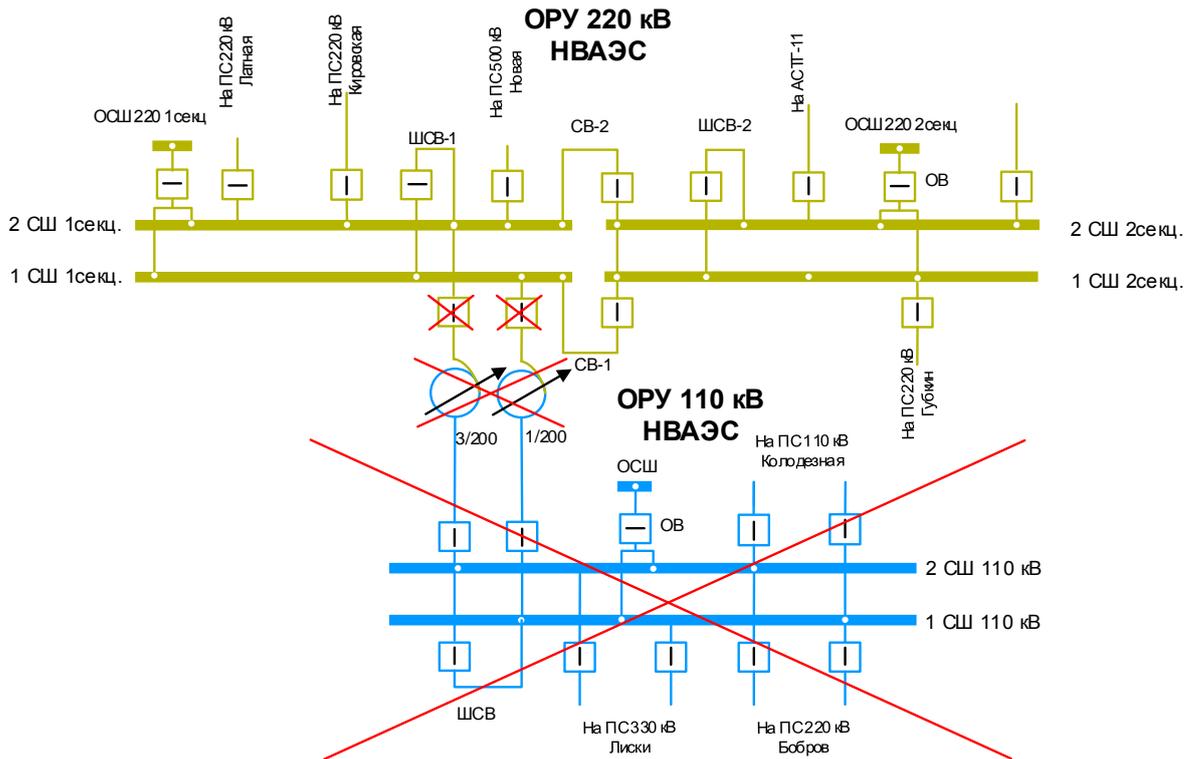


Рисунок 11. Принципиальная схема демонтажа РУ 110 кВ Новovoroneжской АЭС

На рисунке 11 указано оборудование, подлежащее демонтажу в рамках вывода из эксплуатации ОРУ-110 кВ Новovoroneжской АЭС:

- АТ-1, АТ-3 мощность 200 МВА каждый;
- ОРУ-110 кВ с 9 выключателями, тремя системами шин, в т.ч. обходной.

На ОРУ-110 кВ Новovoroneжской АЭС подключено 6 ВЛ 110 кВ:

- ВЛ 110 кВ Новovoroneжская АЭС - Бобров №1 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-1);
- ВЛ 110 кВ Новovoroneжская АЭС - Бобров №2 с отпайкой на ПС Заводская (ВЛ 110 кВ Бобровская-2);
- ВЛ 110 кВ Новovoroneжская АЭС - Лиски-тяговая №1 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-1);
- ВЛ 110 кВ Новovoroneжская АЭС - Лиски-тяговая №2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Лискинская-1);
- ВЛ 110 кВ Новovoroneжская АЭС – Колодезная с отпайками I цепь (ВЛ 110 кВ Колодезная-1);
- ВЛ 110 кВ Новovoroneжская АЭС – Колодезная с отпайками II цепь (ВЛ 110 кВ Колодезная-2).

На рисунке 12 представлена карта-схема прохождения ЛЭП 110 кВ, отходящих от ОРУ-110 кВ Новovoroneжской АЭС.

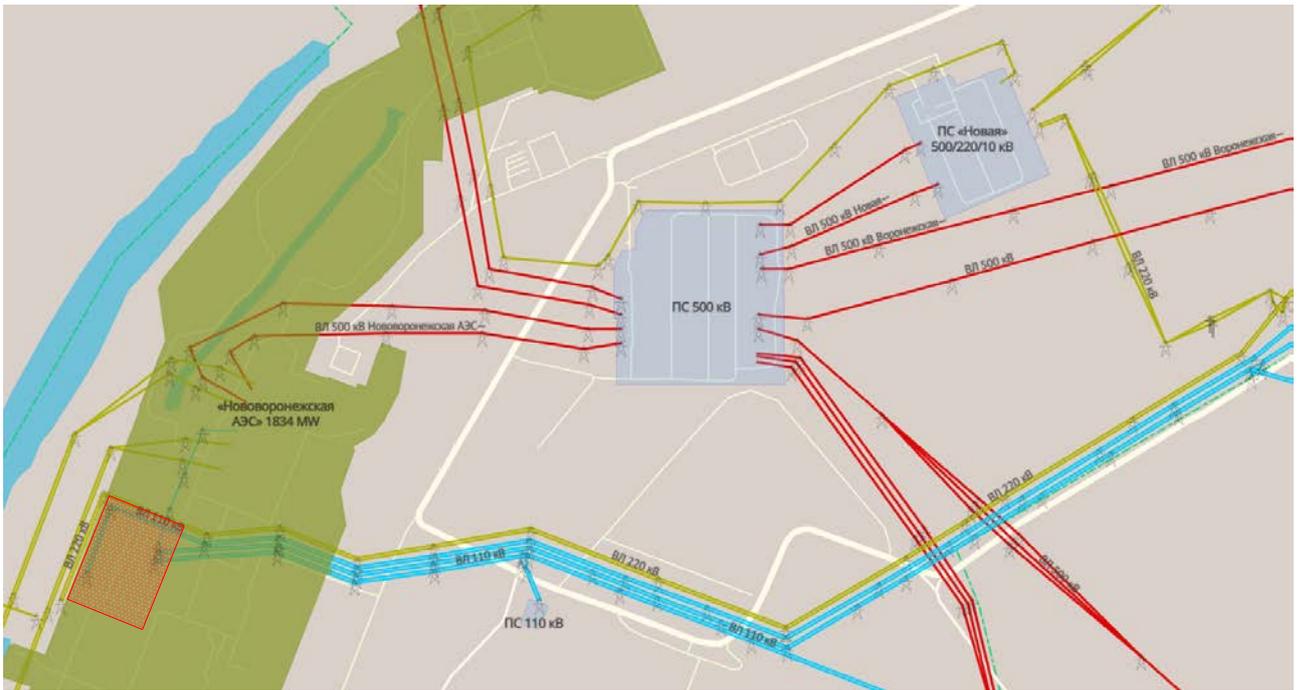


Рисунок 12. Карта-схема прохождения ЛЭП 110 кВ, отходящих от РУ 110 кВ Нововоронежской АЭС

В качестве замещающих мероприятий, позволяющих вывести из эксплуатации ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС, могут быть рассмотрены:

- сооружение на ПС 500 кВ Новая РУ-110 кВ (схема РУ-110 кВ аналогична демонтируемому ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС), расширение существующего РУ-220 кВ ПС 500 кВ Новая на две ячейки для подключения двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый для связи РУ-220 кВ и РУ-110 кВ ПС 500 кВ Новая и перезаводка существующих ВЛ 110 кВ (ВЛ 110 кВ Бобровская-1, 2, ВЛ 110 кВ Лискинская-1, 2, ВЛ 110 кВ Колодезная-1, 2) с демонтируемого ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС во вновь сооружаемое РУ-110 кВ ПС 500 кВ Новая (Рисунок 13);

- сооружение ПП 110 кВ (схема РУ-110 кВ ПП 110 кВ аналогична демонтируемому ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС) с установкой источников реактивной мощности с возможностью плавного регулирования напряжения и перезаводка существующих ВЛ 110 кВ (ВЛ 110 кВ Бобровская-1, 2, ВЛ 110 кВ Лискинская-1, 2, ВЛ 110 кВ Колодезная-1, 2) с демонтируемого ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС на вновь сооружаемый ПП 110 кВ (Рисунок 14);

- выполнение раздела по сети 110 кВ с подключением ПС 110 кВ Жилзона, ПС 110 кВ Северная, ПС 110 кВ Колодезная-т к ВЛ 110 кВ, отходящих от ПС 220 кВ Бобров, с установкой второго автотрансформатора мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Бутурлиновка и установкой ИРМ на ПС 220 кВ Бобров (Рисунок 15).

Сооружаемые новые участки ВЛ 110 кВ для все вариантов рекомендуется выполнять проводом не меньшим сечением для исключения снижения пропускной способности ВЛ 110 кВ.

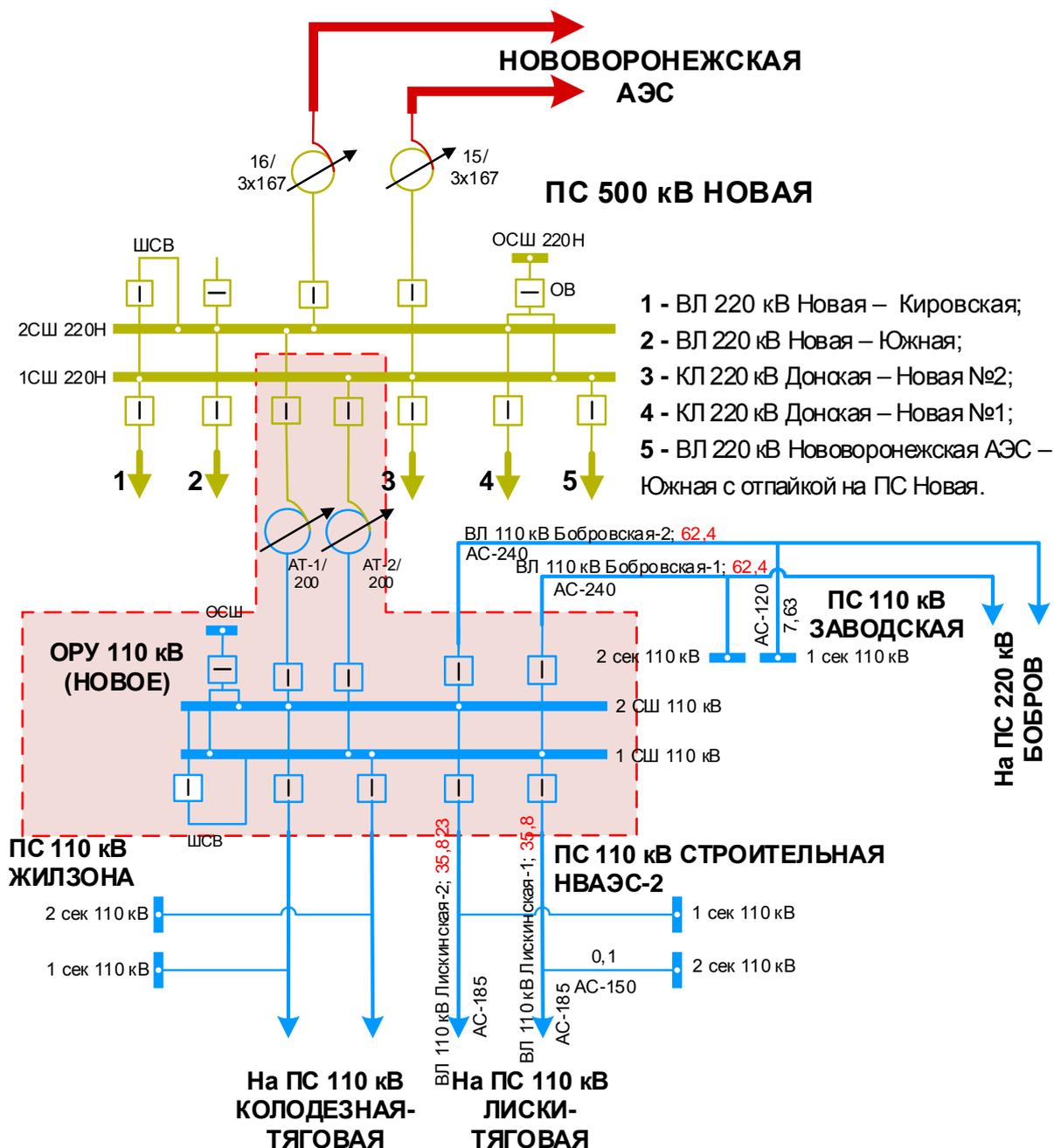


Рисунок 13. Вариант № 1 замещающих мероприятий по выводу из эксплуатации ОРУ-110 кВ Новovorонезжской АЭС

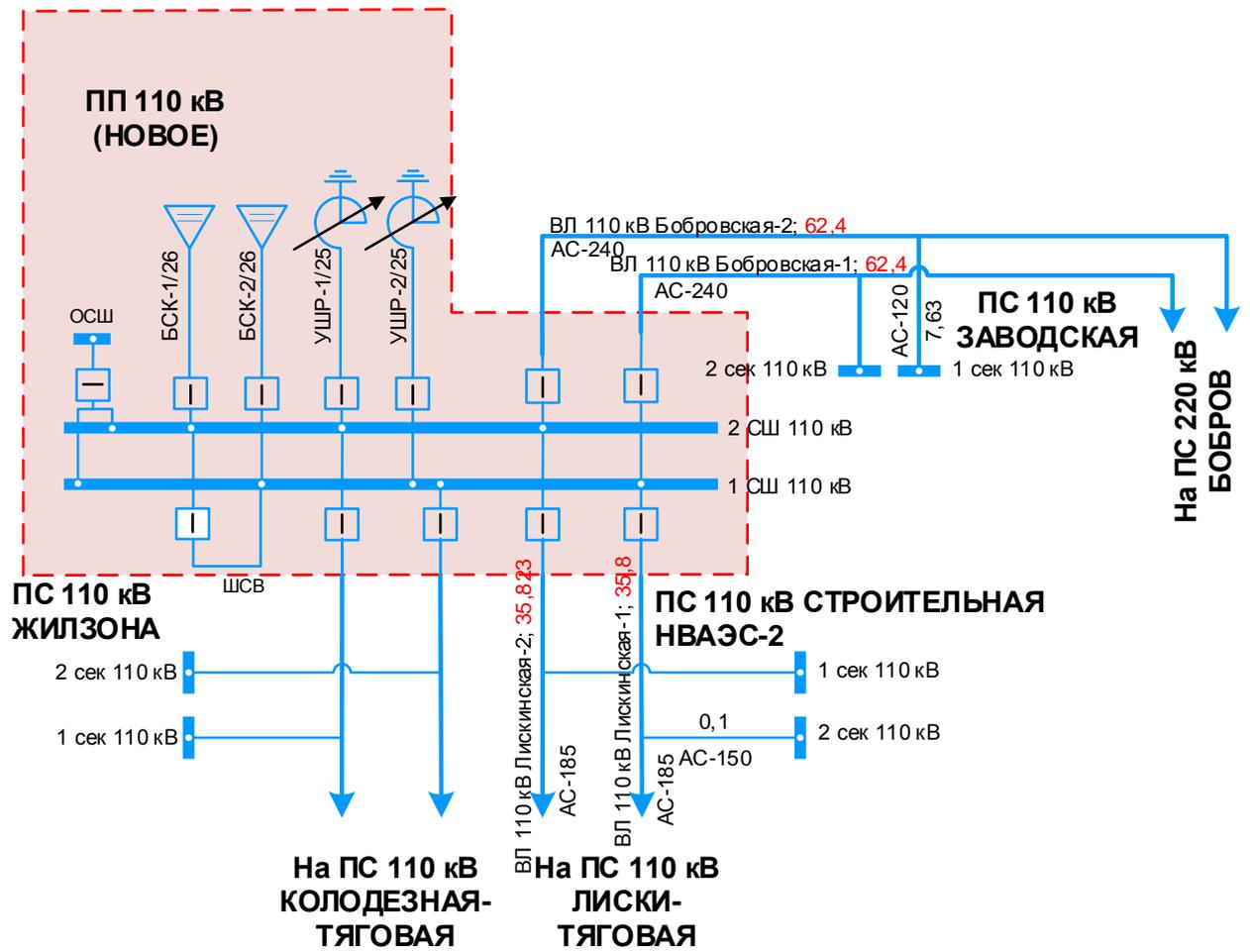


Рисунок 14. Вариант № 2 замещающих мероприятий по выводу из эксплуатации ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС

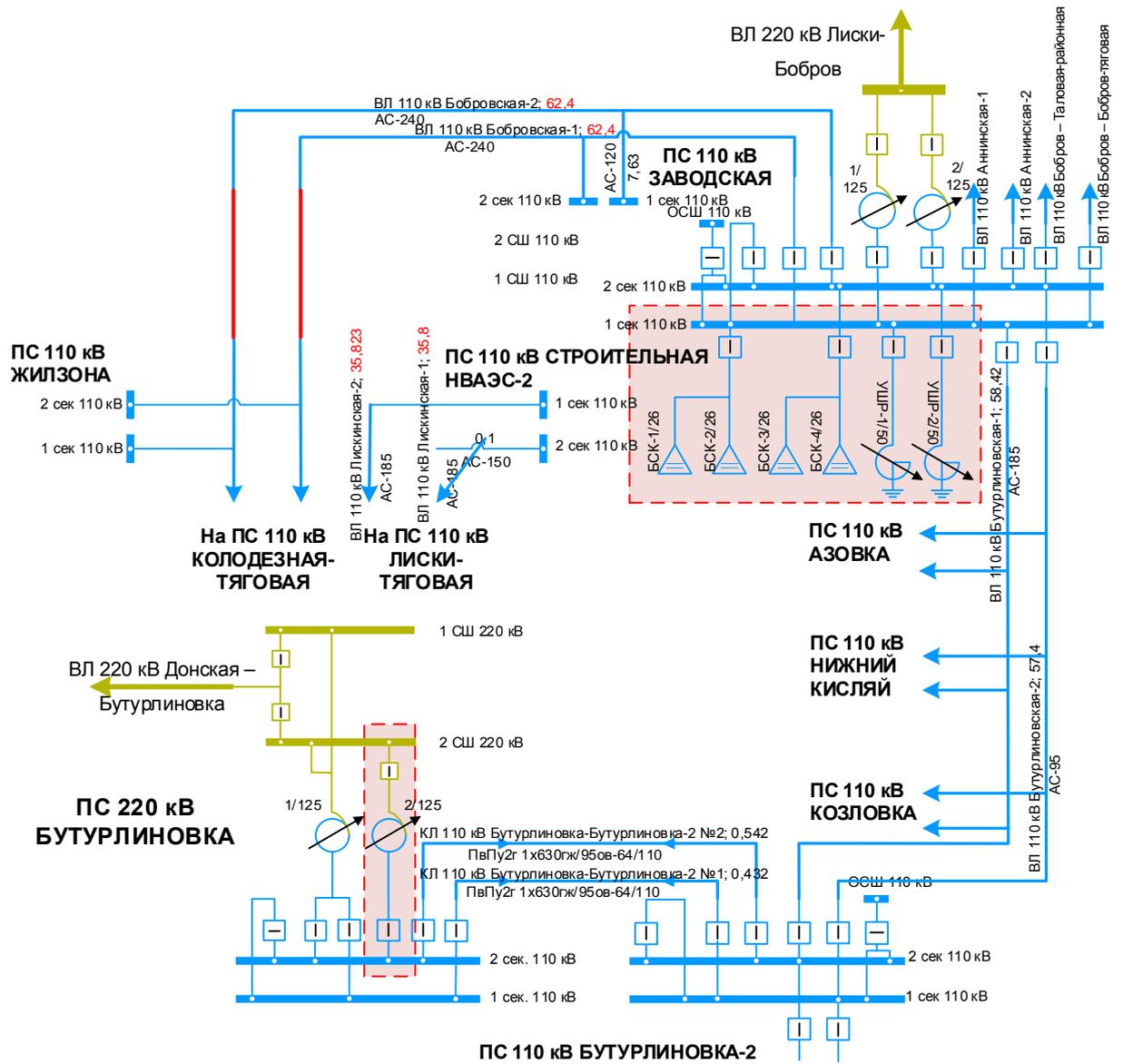


Рисунок 15. Вариант № 3 замещающих мероприятий по выводу из эксплуатации ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС

В таблице 40 приведены токовые нагрузки электросетевых элементов энергосистемы Воронежской области при единичных нормативных возмущениях в нормальной схеме на этапе 2025 года для рассмотренных вариантов замещающих мероприятий при выводе из эксплуатации ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС.

В таблице 41 приведены электросетевые элементы энергосистемы Воронежской области, токовая нагрузка которых при единичных нормативных возмущениях в основных ремонтных схемах на этапе 2025 года увеличивается для рассмотренных вариантов замещающих мероприятий при выводе из эксплуатации открытого распределительного устройства 110 кВ Нововоронежской АЭС по сравнению с исходной схемой.

Вариант 1

На основании расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме не выявлено схемно-режимных ситуаций, характеризующихся

повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

Анализ расчетов режимов при единичных нормативных возмущениях в основных ремонтных схемах не выявил электросетевых элементов, токовая нагрузка которых увеличивается при реализации замещающих мероприятий по Варианту 1.

Вариант 2

На основании расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме выявлено превышение длительно допустимой токовой нагрузки следующих электросетевых элементов:

АТ-1 200 МВА ПС 330 кВ Лиски

Максимальная токовая нагрузка АТ-1 200 МВА ПС 330 кВ Лиски выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при температуре минус 24 °С при отключении 2 сек. 220 кВ ПС 330 кВ Лиски и составила 134 % от Ином (671 А) по обмотке ВН и 156 % от Ином (1248 А) по обмотке СН. ДДТН и АДТН АТ-1 200 МВА ПС 330 кВ Лиски ограничена номинальным током ТТ ВВ-110 АТ-1-200 и составляет 800 А при температуре минус 24 °С.

Для предотвращения превышения АДТН ТТ ВВ-110 АТ-1-200 рекомендуется произвести замену ТТ на ТТ с номинальным током не менее 1248 А. С учетом замены ТТ ВВ-110 АТ-1-200 токовая нагрузка АТ-1 200 МВА ПС 330 кВ Лиски 134 % от Ином (671 А) допустима в течение 24 часов при температуре минус 24 °С. За допустимое время аварийной перегрузки возможно снижение токовой нагрузки АТ-1 200 МВА ПС 330 кВ Лиски путем включения в работу отключившихся вместе с 2 сек. 220 кВ ПС 330 кВ Лиски присоединений.

АТ-2 200 МВА ПС 330 кВ Лиски

Максимальная токовая нагрузка АТ-2 200 МВА ПС 330 кВ Лиски выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при температуре минус 24 °С при отключении 1 сек. 220 кВ ПС 330 кВ Лиски и составила 106 % от Ином (530 А) по обмотке ВН и 123 % от Ином (986 А) по обмотке СН. ДДТН и АДТН АТ-2 200 МВА ПС 330 кВ Лиски ограничена номинальным током ТТ ВВ-110 АТ-2-200 и составляет 800 А при температуре минус 24 °С. Для предотвращения превышения АДТН ТТ ВВ-110 АТ-2-200 рекомендуется произвести замену ТТ на ТТ с номинальным током не менее 986 А.

Токовая нагрузка АТ-1 200 МВА ПС 330 кВ Лиски 106 % от Ином (530 А) с учетом замены ТТ ВВ-110 АТ-2-200 является длительно допустимой при температуре минус 24 °С.

АТ-2 125 МВА ПС 220 кВ Бобров

Максимальная токовая нагрузка АТ-2 125 МВА ПС 220 кВ Бобров выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при температуре минус 24 °С при отключении АТ-1 220/110 кВ ПС 220 кВ Бутурлиновка (ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка), составляет 117 % от Ином (368 А) и является длительно допустимой. Токовую нагрузку АТ-2 125 МВА ПС 220 кВ Бобров возможно снизить путем вывода из резерва АТ-1 125 МВА ПС 220 кВ Бобров.

ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1,2

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1 выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при температуре минус 24 °С при отключении ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №2 и составляет 102 % от ИДТН (933 А).

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №2 выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при температуре минус 24 °С при отключении 1 СШ 220 кВ ПС 500 кВ Донская и составляет 101 % от ИДДТН (1012 А).

ДДТН ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1 составляет 916 А при температуре минус 24 °С и ограничивается проводом АС-300. АДТН ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1 при температуре минус 24 °С не превышает ДДТН.

ДДТН ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №2 составляет 1000 А при температуре минус 24 °С и ограничивается номинальным током Р на ПС 330 кВ Лиски. АДТН ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №2 при температуре минус 24 °С не превышает ДДТН.

Снижение токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1,2 возможно путем превентивной разгрузки ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1,2 по реактивной мощности изменением коэффициентов трансформации автотрансформаторов ПС 330 кВ Лиски.

Нормативные возмущения в основных ремонтных схемах

На основании расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в основных ремонтных схемах выявлено увеличение токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1,2.

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1(2) выявлена в период летних максимальных нагрузок 2025 года при температуре плюс 30 °С при отключении ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Донская – Лиски №2 и составляет 127 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (860 А) (116 % от $I_{\text{ДДТН}}$ (858 А)).

Для снижения токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1(2) в схеме ремонта ВЛ 330 кВ Лиски – Валуйки или ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №2(1) необходимо:

- замыкание транзита 110 кВ Балашовская-Урюпинская-Безымяновская-Искра-Манино-Калач-1;
- отключение СВ-220 ПС 330 кВ Лиски;
- отключение ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров;
- отключение АТ-1 ПС 500 кВ Донская;
- разгрузка ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1,2 по реактивной мощности изменением коэффициентов трансформации автотрансформаторов ПС 330 кВ Лиски и ПС 500 кВ Донская.

Также перегрузка ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1(2) выявлена в период летних максимальных нагрузок 2025 года при температуре плюс 30 °С при отключении ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Донская – Лиски №2 и составляет 117 % от ИДДТН (860 А) (106 % от ИДДТН (858 А))

Для снижения токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1(2) в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка или ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №2(1) необходимо:

- отключение СВ-220 ПС 330 кВ Лиски;
- отключение ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров;
- отключение АТ-1 ПС 500 кВ Донская;
- разгрузка ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1,2 по реактивной мощности изменением коэффициентов трансформации автотрансформаторов ПС 330 кВ Лиски и ПС 500 кВ Донская.

Выполнение превентивного деления сети приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей, а также к возможному каскадному развитию аварийной ситуации в случае отключения элемента сети в сложившейся аварийно-ремонтной схеме.

Вариант 3

На основании расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной схеме (таблица 40) выявлено превышение длительно допустимой токовой нагрузки следующих электросетевых элементов:

АТ-1,2 200 МВА ПС 330 кВ Лиски

Максимальная токовая нагрузка АТ-1(2) 200 МВА ПС 330 кВ Лиски выявлена в период зимних максимальных нагрузок 2025 года при температуре минус 24 °С при отключении 2 (1) сек. 220 кВ ПС 330 кВ Лиски и составила 101 % от Ином (508 А) по обмотке ВН и 118 % от Ином (945 А) по обмотке СН (90 % от Ином (453 А) по обмотке ВН и 105 % от Ином (842 А)). ДДТН и АДТН АТ-1,2 200 МВА ПС 330 кВ Лиски ограничена номинальным током ТТ ВВ-110 АТ-1,2-200 и составляет 800 А при температуре минус 24 °С.

Для предотвращения превышения АДТН ТТ ВВ-110 АТ-1-200 рекомендуется произвести замену ТТ на ТТ с номинальным током не менее 945 А.

Нормативные возмущения в основных ремонтных схемах

На основании расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в основных ремонтных схемах (таблица 41) выявлено увеличение токовой нагрузки следующих электросетевых элементов:

- ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1,2;
- ВЛ 110 кВ Бобров-Бутурлиновка-2 № 2 с отпайками (ВЛ 110 кВ Бутурлиновка-2);
- ВЛ 110 кВ Балашовская - Половцево-тяговая (ВЛ 110 кВ Балашовская-Половцево);
- ВЛ 110 кВ Елань Колено-тяговая - Половцево-тяговая с отпайками (ВЛ 110 кВ Елань Колено-Половцево);
- ВЛ 110 кВ Балашовская - НС-7 с отпайкой на Новохоперск (ВЛ 110 кВ Балашовская-НС-7), а также снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ энергорайона, прилегающего к ПС 220 кВ Бобров, при отключении ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров и ВЛ 220 кВ Донская – Бутурлиновка в период летних максимальных нагрузок 2025 года при температуре плюс 30 °С вплоть до нарушения статической устойчивости нагрузки.

Превышение АДТН ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1,2 может быть предотвращено выполнением схемно-режимных мероприятий, рассмотренных для снижения токовой нагрузки ВЛ 220 кВ Донская - Лиски №1,2 для варианта 2 замещающих мероприятий.

Снижение напряжения на шинах ПС 110 кВ энергорайона, прилегающего к ПС 220 кВ Бобров, и превышение АДТН ВЛ 110 кВ указанного энергорайона обусловлены дефицитом мощности в указанном энергорайоне, возникающем при нормативных возмущениях в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров. Для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима при единичных возмущениях в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров недостаточно применения схемно-режимных мероприятий. Для предотвращения ввода ГВО в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Лиски – Бобров необходимо строительство дополнительных связей 110-220 кВ, питающих ПС 220 кВ Бобров, что увеличит стоимость реализации варианта 3 замещающих мероприятий.

Таблица 42. Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов замещающих мероприятий при выводе из эксплуатации ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС

Мероприятие	Набор напряжений, кВ	Линии электропередачи		Марка провода	Подстанции		Стоимость в ценах 1 кв. 2020 года, млн руб. с НДС
		Количество х целостность х протяженность, км	Мощность трансформаторов, реакторов, шт.х МВА (Мвар)		Схема РУ, ячейка выключателя, шт.	110 кВ	
Вариант № 1							
Реконструкция ПС 500 кВ Новая с расширением РУ-220 кВ на две ячейки, установкой двух автотрансформаторов мощностью 200 МВА каждый и строительством РУ-110 кВ ПС 500 кВ Новая (схема РУ-110 кВ аналогична демонтируемому ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС)	220/110				2х200	220-4/2 110-9/10 (в т.ч. ОВ-110, СВ-110)	1 097,10
Достройка существующих ВЛ 110 до РУ-110 кВ ПС 500 кВ Новая	110	1х2х1 1х2х1 1х2х1		АС-240 АС-185 АС-95			48,52
Итого по Варианту № 1							
Вариант № 2							
Сооружение ПП 110 кВ (схема РУ-110 кВ ПП 110 кВ аналогична демонтируемому ОРУ-110 кВ Нововоронежской АЭС) с установкой на ПП 110 кВ источников реактивной мощности с возможностью плавного регулирования напряжения	110				БСК 2х26 УШР 2х25	110-9/12 (в т.ч. ОВ-110, СВ-110)	1 065,30
Достройка существующих ВЛ 110 до РУ-110 кВ ПП 110 кВ	110	1х2х1 1х2х1 1х2х1		АС-240 АС-185 АС-95			48,52
Итого по Варианту № 2							
1 113,82							

Мероприятие	Набор напряжений, кВ	Линии электропередачи		Подстанции		Стоимость в ценах 1 кв. 2020 года, млн руб. с НДС
		Количество х цепность х протяженность, км	Марка провода	Мощность трансформаторов, реакторов, шт.х МВА (Мвар)	Схема РУ, ячейка выключателя, шт. 220 кВ 110 кВ	
Вариант № 3						
Установка второго АТ мощностью 125 МВА на ПС 220 кВ Бутурлиновка	220/110			1х125	220-3/1	366,06
Установка БСК на ПС 220 кВ Бобров	110			4х26		202,47
Установка УШР на ПС 220 кВ Бобров	110			2х50		612,12
Итого по Варианту № 3						1 180,65

Выбор варианта должен быть осуществлен отдельным проектированием в соответствии с требованиями Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».

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

4.10.1. Анализ перспективных электрических режимов сети 110 кВ и выше

Во всех нормальных режимах перспективного периода 2020 – 2025 годов уровни напряжения в узлах 110 кВ и выше и токовая загрузка электросетевого оборудования 110 кВ и выше находятся в допустимых пределах.

На основании анализа расчетов электрических режимов на период 2020 – 2024 годов при нормативных возмущениях в нормальной схеме зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок не выявлено схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

Электросетевые элементы, токовая нагрузка которых при единичных нормативных возмущениях в основных ремонтных схемах превышает длительно допустимую, представлены в таблице 39.

Ниже представлено подробное описание схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений.

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

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26)) выявлено в период летних максимальных и минимальных нагрузок 2020-2025 годов при температуре плюс 20 °С, а также в период летних максимальных нагрузок 2020-2025 годов при температуре плюс 30 °С при отключении ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25)) и одной из следующих ВЛ 500 кВ:

- ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская;
- ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС.

Максимальная токовая нагрузка выявлена в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С на этапе 2025 года при отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и ВЛ 110 кВ Латная – Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25)) и составила 138 % от $I_{\text{ддтн}}$ (801 А).

ДДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25) и ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26) на участках от ПС 110 кВ № 30 Подгорное до отпайки и от Воронежской ТЭЦ-2 до отпайки составляет 573 А при температуре плюс 30° С и ограничена пропускной способностью провода ошиновки на ПС 110 кВ № 30 Подгорное и Воронежской ТЭЦ-2, АДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) и ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) на участках от ПС 110 кВ № 30 Подгорное до отпайки и от Воронежской ТЭЦ-2 до отпайки составляет 687 А при температуре плюс 30° С и ограничена пропускной способностью провода ошиновки на ПС 110 кВ № 30 Подгорное и Воронежской ТЭЦ-2.

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская достаточно отключения АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Воронежская при перетоке мощности по АТ от шин 110 кВ к шинам 500 кВ. Дальнейшее снижение токовой нагрузки ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №25 с отпайками (ВЛ-110-25) (ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное №26 с отпайками (ВЛ-110-26)) возможно путем отключения В ВЛ-110-26 (В ВЛ-110-25) на Воронежской ТЭЦ-2.

Применения схемно-режимных мероприятий достаточно для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

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

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №27 с отпайками (ВЛ -110-27) (ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28)) выявлено в период летних максимальных и минимальных нагрузок 2020-2025 годов при температуре плюс 20°С, а также в период летних максимальных нагрузок 2020-2025 годов при температуре плюс 30°С при отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская и ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28) (ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ-110-27)).

Максимальная токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ-110-27) (ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28)) в период летних минимальных нагрузок на этапе 2025 года при температуре плюс 20°С и составляет 131 % от $I_{ддтн}$ (662 А).

ДДТН ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ №27 с отпайками (ВЛ-110-27), ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28) составляет 536 А при температуре плюс 20 °С и ограничивается проводом АС-185. АДТН ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ-110-27), ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28) при температуре плюс 20 °С составляет 600 А.

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ-110-27) (ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28)) достаточно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская отключить АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Воронежская при перетоке мощности по АТ от шин 110 кВ к шинам 500 кВ.

Применения схемно-режимных мероприятий достаточно для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

**ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39), ВЛ 110 кВ
Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)**

При отключении ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС и ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская в период летних минимальных нагрузок 2020-2025 годов при температуре плюс 20 °С выявлено превышение ДДТН электросетевых элементов, которое на этапе 2025 года составит:

- ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 25 с отпайками (ВЛ-110-25) - 104 % от $I_{ддтн}$ (665 А);
- ВЛ 110 кВ Латная - Подгорное № 26 с отпайками (ВЛ-110-26) - 102 % от $I_{ддтн}$ (654 А);
- ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 27 с отпайками (ВЛ-110-27) - 104 % от $I_{ддтн}$ (556 А);
- ВЛ 110 кВ Подгорное - СХИ № 28 с отпайками (ВЛ-110-28) - 105 % от $I_{ддтн}$ (560 А);
- ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39) - 121 % от $I_{ддтн}$ (650 А);
- ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) - 123 % от $I_{ддтн}$ (658 А).

ДДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39), ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) составляет 536 А при температуре плюс 20 °С и ограничивается проводом АС-185. АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39), ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) при температуре плюс 20 °С не превышает ДДТН.

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39), ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) достаточно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС отключить АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Воронежская при перетоке мощности по АТ от шин 110 кВ к шинам 500 кВ, отключить ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС - Кировская с отпайкой на ПС Новая со стороны Нововоронежской АЭС и включить со стороны ПС Новая, а также снизить генерацию электростанций энергосистемы Воронежской области на 250 МВт.

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39) (ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40)) выявлено в период летних минимальных нагрузок 2020-2025 годов при температуре плюс 20 °С при отключении ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) (ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39)) в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС - Воронежская и составило на этапе 2025 г. 110 % от $I_{ддтн}$ (561 А) (122 % от $I_{ддтн}$ (649 А)).

Для предотвращения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 39 с отпайками (ВЛ-110-39), ВЛ 110 кВ Кировская - Южная № 40 с отпайками (ВЛ-110-40) достаточно в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская отключить АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Воронежская при перетоке мощности по АТ от шин 110 кВ к шинам 500 кВ.

Применения схемно-режимных мероприятий достаточно для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима.

Анализ режимов работы электрических сетей 35 кВ и выше в Рамонском, Новоусманском и Верхнехавском районах

Схема электроснабжения Рамонского муниципального района Воронежской области представляет собой радиальную тупиковую схему. В схеме электроснабжения задействованы 3 ПС 110 кВ, 5 ПС 35 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», 1 ПС 35 кВ абонентская (ПС 35 кВ Бор).



Рисунок 16. Карта-схема электроснабжения Рамонского муниципального района

Подстанции 110 кВ подключены к двухцепной ВЛ 110 кВ № 35, 36 в тупиковом режиме.

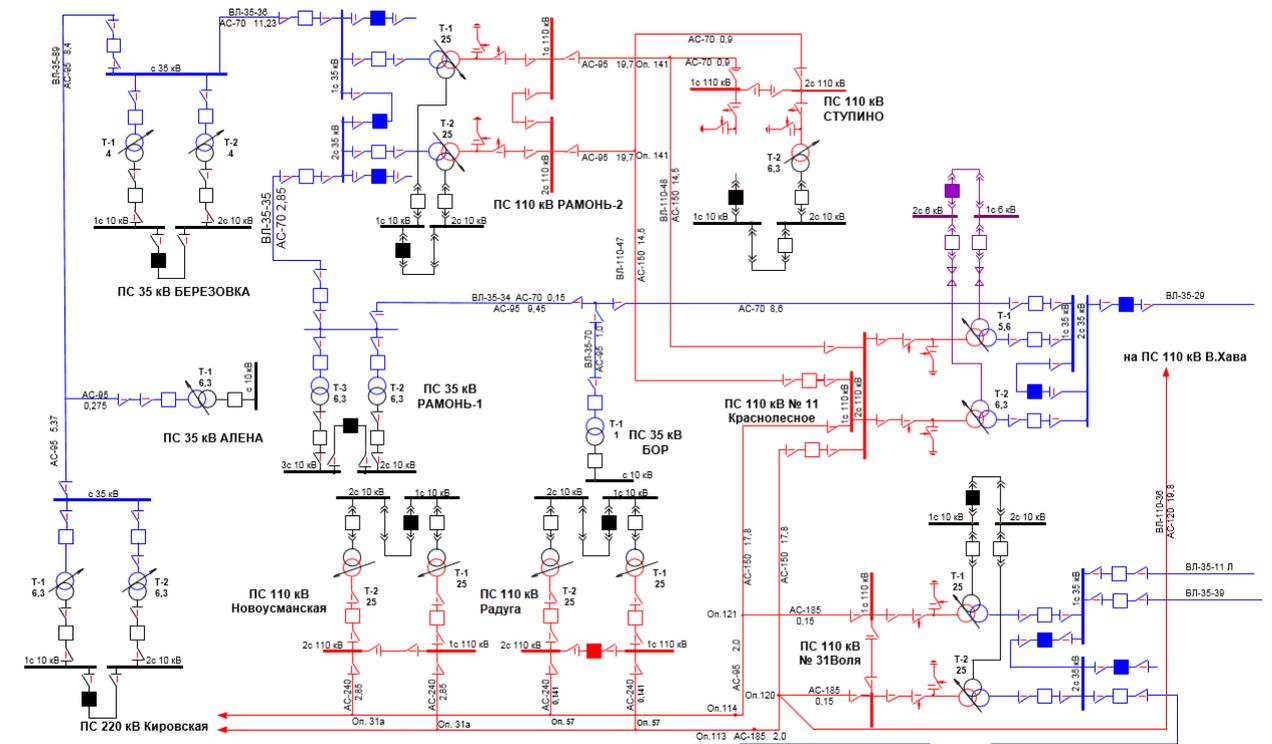


Рисунок 17. Принципиальная схема сети 35 кВ Рамонского района

На основании анализа текущей режимной ситуации в Рамонском районе выявлены схемно-режимные ситуации, характеризующиеся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений:

- в период зимнего контрольного замера 2018 года (19.12.2018, 18-00) по данным суточной ведомости филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» суммарная нагрузка ПС 35 кВ Новожиwотинное составила 8,16 МВА. Следовательно, токовая нагрузка Т-1(2) ПС 35 кВ Новожиwотинное при аварийном отключении Т-2(1) составляет 129 % от $I_{ном}$. Возможность перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие ЦП отсутствует;

- по данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» 20.06.2018 (по данным сайта Gismeteo.ru, температура днем составила плюс 27°С, вечером – плюс 22°С. Почасовые данные отсутствуют. Принимаем среднее значение температуры – плюс 25°С), токовая нагрузка по ВЛ 35-36 составила 276 А, что превышает ДДТН данной ВЛ (ограничивающим элементом ВЛ-35-36 является провод АС-70 с ДДТН 265 А при температуре окружающего воздуха плюс 25° С). Суммарное время перегруза составило более 5 часов;

- токовая нагрузка ВЛ-35-89 составила 212 А, что превышает ДДТН данной ВЛ (ограничивающим элементом ВЛ-35-89 является ВЧЗ со стороны ПС 35 кВ Березовка с номинальным током 200 А).

ПС 35 кВ Березовка, ПС 35 кВ Алена, ПС 35 кВ Новожиwотинное подключены к ПС 110 кВ Рамонь-2 по одной ВЛ 35 кВ № 36.

В таблице 43 представлена максимальная нагрузка в день зимнего и летнего контрольного замера за последние за три года центров питания Рамонского района.

Длительно допустимая токовая нагрузка ВЛ-35-36 и ВЛ-35-89 приведена в таблице 44.

Таблица 44. Длительно допустимая токовая нагрузка ВЛ-35-36 и ВЛ-35-89

Наименование ВЛ	Наименование ПС	Марка провода	Длительно-допустимый ток по проводу, А			Номинальный ток по оборудованию, А				Ограничивающий элемент
			температура окружающего воздуха, °С			В	Р	ТТ	ВЧЗ	
			-5 и ниже	+20						
ВЛ 35 кВ № 36	ПС 110 кВ Рамонь-2	АС – 70	342	278	249	630	630	300	630	ТТ
	ПС 35 кВ Березовка					-	-	-	400	
ВЛ 35 кВ № 89	ПС 35 кВ Новоживотинное	АС – 95	426	346	310	-	1000	-	400	Провод, ВЧЗ
	ПС 35 кВ Алена					-	1000	-	630	Провод
	ПС 35 кВ Березовка					630	600	300	200	ВЧЗ, ТТ

Согласно данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», на подстанциях 35 кВ, подключенных к ПС 110 кВ Рамонь-2, заключены договора технологического присоединения и поданы заявки на технологическое присоединение. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов реализации приведена в таблице 45.

Таблица 45. Перспективная нагрузка подстанций, питающихся от ПС 110 кВ Рамонь-2

№ п/п	№ договора	Наименование контрагента	Объект	Мощность договорная, кВт	коэффициента реализации	с учетом коэффициента реализации
1	41830891	ООО УК «Автодор»	павильон-кафе	150	0,4	60
2	-	ТУ на ТП менее 150 кВт		398,4	0,2	79,68
Итого по ПС Алена 35/10 кВ:				548,4		139,68
3	41572844	ООО «Воронежская Добывающая Компания»	производственное здание переработки камня	150	0,7	105
4	41696202	Фатнев Роман Вячеславович	нежилое помещение	150	0,2	30
5	41738352	ООО «Кэпитал»	карьер	150	0,8	120
6	41738346	ООО «Кэпитал»	карьер	150	0,8	120
7	41771080	ООО «Тихий Дон»	производственный грохот-линия по производству сухих смесей	150	0,5	75
8	41850958	Бирюков Михаил Олегович	магазин	150	0,2	30
9	41854616	Бирюков Михаил Олегович	магазин	150	0,2	30
10	41857255	Бирюков Михаил Олегович	магазин	150	0,2	30
11	41868553	ООО «Мясокомбинат Богдановский «	склад	150	0,5	75
12	41866269	ООО «Мясокомбинат Богдановский»	очистные сооружения	150	0,5	75
13	41910074	Бачурин Александр Николаевич	склад с/х продукции	150	0,5	75

№ п/п	№ договора	Наименование контрагента	Объект	Мощность договорная, кВт	коэффициента реализации	с учетом коэффициента реализации
14	41909625	ООО «ТрансБит»	оросительная система	150	0,5	75
15	41925496	Мамедова Ирина Юрьевна	столярный цех	150	0,7	105
16	–	ТУ на ТП менее 150 кВт		1056,8	0,2	211,36
Итого по ПС Березовка 35/10 кВ:				3006,8		1156,36
17	40955310	ООО «ВИТ-Строй»	КТП 10/0,4 кВ-630 кВА	320	0,2	64
18	41552604	ООО «ГК Движение»	вспомогательный корпус	150	0,2	30
19	41574519	Копылов В.Н.	складской комплекс	150	0,2	30
20	41580835	ООО «РусЭкспорт»	производственно-складской комплекс	150	0,2	30
21	41588350	Администрация Айдаровского сельского поселения	автосервис	150	0,2	30
22	41612463	Пименов Юрий Алексеевич	хозяйственная постройка	150	0,2	30
23	41612197	ООО «Стройинвест»	хозяйственная постройка	150	0,2	30
24	41634257	ООО «Новый Век»	ВРУ нежилого здания	150	0,2	30
25	41670022	Невзорова Ю.Е.	жилой дом	150	0,4	60
26	41697435	ООО «Международный Транспортный Сервис»	придорожный сервис	150	0,4	60
27	41712151	Литвинов А.Н.	производственное помещение	150	0,7	105
28	41784582	Соколовский Дмитрий Валерьевич	хозяйственная постройка	150	0,2	30
29	41792402	Кобылкин Игорь Васильевич	склад	150	0,2	30
30	41797686	Богданов Николай Владимирович	склад	150	0,2	30
31	41795645	ООО «э3»	склад и МФК	150	0,2	30
32	41824054	Нестерова Татьяна Борисовна	ВРУ склада холодильного оборудования	150	0,2	30
33	41818340	Агбалян Гаяне Араратовна	нежилое здание	150	0,2	30
34	41820268	Махсудян Нане Александровна	нежилое здание	150	0,2	30
35	41836664	ООО «Формат»	хозяйственная постройка	150	0,2	30
36	41836198	ООО «ИНВЕСТГРУП»	хозяйственная постройка	150	0,2	30
37	41835233	ООО «ОМЕГА К»	хозяйственная постройка	150	0,2	30
38	41835252	Веретенникова И.В.	хозяйственная постройка	150	0,2	30
39	41865475	Дородний Вадим Эдуардович	ВРУ магазина хозяйственных товаров, садового инвентаря	150	0,2	30

№ п/п	№ договора	Наименование контрагента	Объект	Мощность договорная, кВт	коэффициента реализации	с учетом коэффициента реализации
40	41859059	Пименов Юрий Алексеевич	ВРУ хозяйственной постройки	150	0,2	30
41	41859085	Аксенов В.В.	ВРУ хозяйственной постройки	150	0,2	30
42	41834931	ООО «Меридиан»	хозяйственная постройка	150	0,2	30
43	41835079	ООО «Созвездие»	хозяйственная постройка	150	0,2	30
44	41835193	ООО «Меридиан»	хозяйственная постройка	150	0,2	30
45	41859114	Аксенов Вадим Валерьевич	ВРУ хозяйственной постройки	150	0,2	30
46	41859047	Пименов Юрий Алексеевич	ВРУ хозяйственной постройки	150	0,2	30
47	41879209	Демченко Юрий Викторович	ВРУ офисно-складского помещения	150	0,2	30
48	41899276	ООО «СТИ-Пласт»	цех	150	0,7	105
49	41895818	Сухоруков Павел Алексеевич	гараж	150	0,2	30
50	41944074	Смирных Наталия Николаевна	гараж	150	0,2	30
51	–	ТУ на ТП менее 150 кВт		1511	0,2	302,2
Итого по ПС Н.Животинное 35/10 кВ:				7781		1266,2
52	41933316	Лапшина Ирина Николаевна	жилое строение	150	0,2	30
53	–	ТУ на ТП менее 150 кВт		570	0,2	114
Итого по ПС Рамонь 1 35/10/6 кВ:				720		144
54	–	ТУ на ТП менее 150 кВт		790	0,2	158
Итого по ПС Рамонь 2 110/35/10 кВ:				790		158
Итого по району:				12846,2		3634,24

Фактическая, перспективная, а также длительно допустимые нагрузки на день летнего контрольного замера 20.06.2018 при среднемесячной температуре для наиболее теплого месяца $t_{ср.мес} = +20$ °С, при температуре $t_{ПЭВТ} = +30$ °С приведены на рисунке 18, на день зимнего контрольного замера 19.12.2018 при расчетной температуре наружного воздуха для зимнего режима максимальных и минимальных нагрузок $t_{ср.мес} = +5$ °С приведены на рисунке 19.

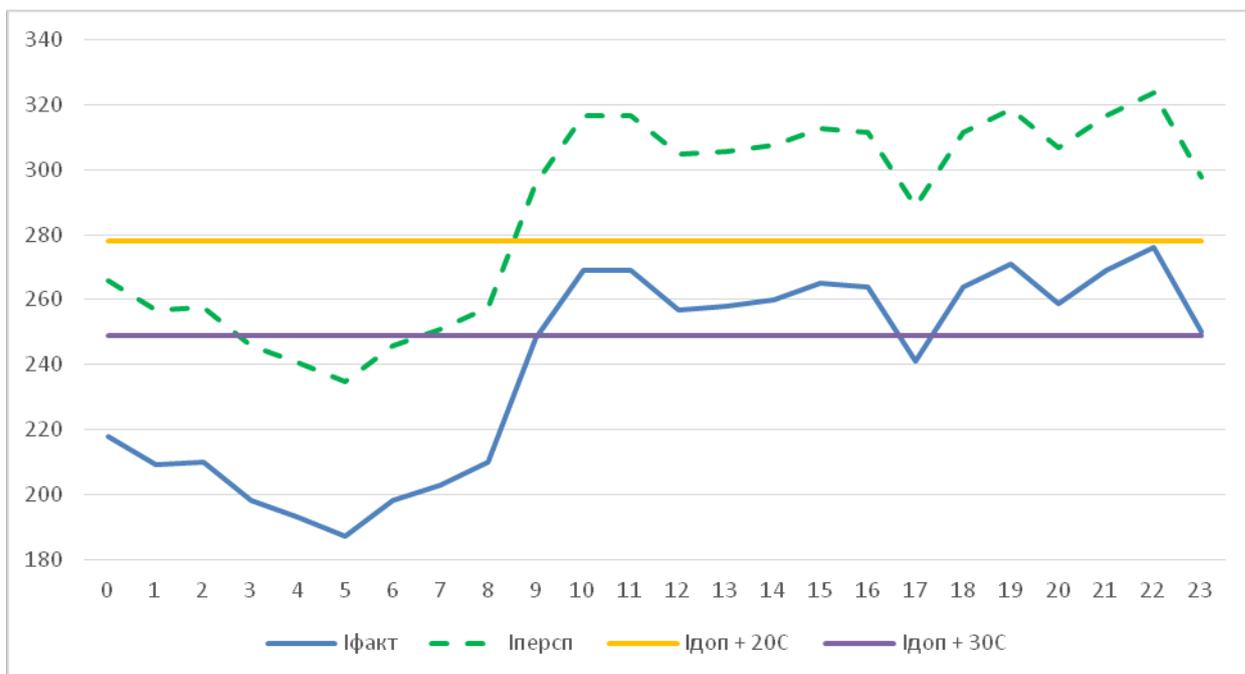


Рисунок 18. Фактическая, перспективная и допустимая токовая нагрузка ВЛ 35-36 (ВЛ 35 кВ Рамонь-2 – Березовка) в день летнего контрольного замера 20.06.2018

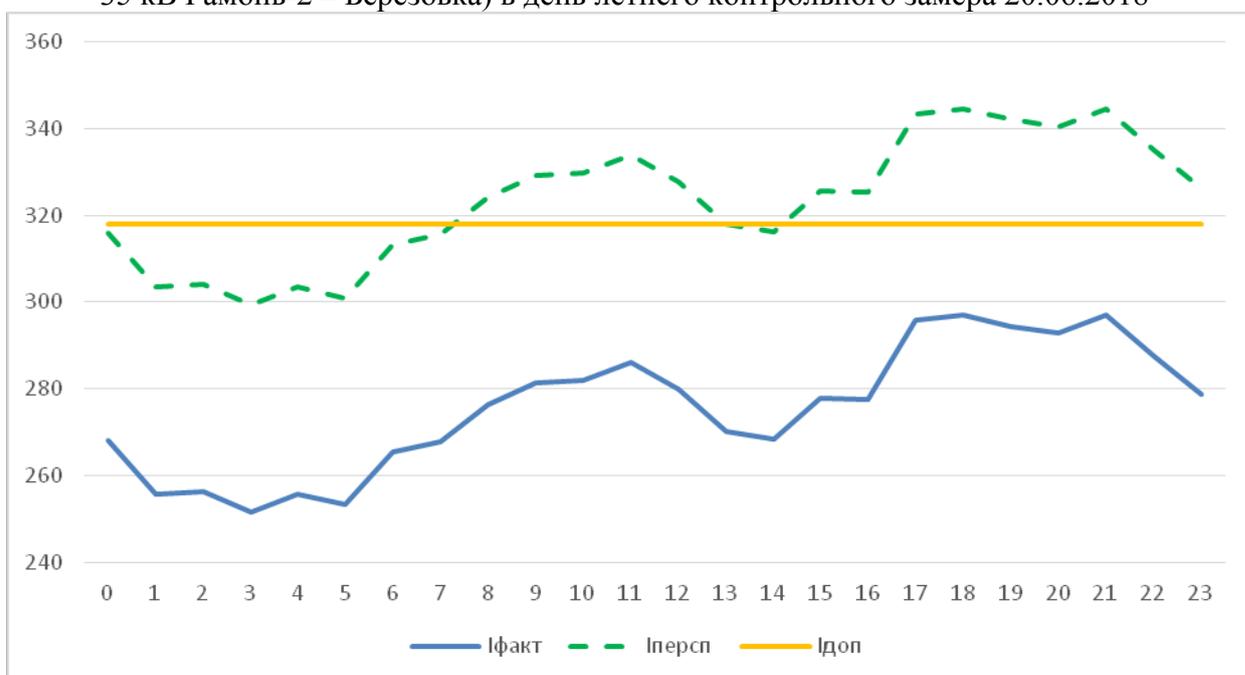


Рисунок 19. Фактическая, перспективная и допустимая токовая нагрузка ВЛ 35-36 (ВЛ 35 кВ Рамонь-2 – Березовка) в день зимнего контрольного замера 19.12.2018

Анализ токовой нагрузки ВЛ 35-36 (ВЛ 35 кВ Рамонь-2 – Березовка) показывает, что уже в существующих режимах возникает недопустимая перегрузка оборудования ВЛ 35 кВ № 36 в нормальной схеме при температуре наружного воздуха ПЭВТ + 30 °С. Схемно-режимные мероприятия для устранения недопустимой токовой загрузки оборудования отсутствуют. Возможность перевода нагрузки ПС 35 кВ Березовка, ПС 35 кВ Алена, ПС 110 кВ Новоживотинное на другие центры питания отсутствует.

Необходим ввод графиков временного отключения потребления (ГВО) на ПС 35 кВ Новоживотинное, ПС 35 кВ Алена, ПС 35 кВ Березовка в объеме 1,7 МВт, а с учетом ввода перспективных нагрузок объем ГВО увеличится до 5,3 МВт.

Для исключения ввода ГВО необходима реконструкция ВЛ 35 кВ № 36 с заменой провода сечением АС-70 на провод сечением АС-120.

На ПС 110 кВ Рамонь-2 установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Рамонь-1 принята в соответствии с таблицами 1, 5 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81 «Об утверждении требований к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229» (далее – приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81), а также данными собственника.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$I_{ном\ ВН}$, А	ДДТН, %	АДТН, %		
					20 мин	2 ч	24 ч
Т-1	ТДТН-25000-110	2015	125	Зимний период (5°C)			
				125	150	145	135
				Летний период (+30°C)			
				115	135	120	120
Т-2	ТДТН-25000-110	2016	125	Зимний период (5°C)			
				125	150	145	135
				Летний период (+30°C)			
				115	135	120	120

Максимальная нагрузка данной подстанции за 2017–2019 годы в зимний/летний контрольный замер составила:

- 2017 год – 21,6/19,9 МВА;
- 2018 год – 27,7/22,7 МВА;
- 2019 год – 25,3/24,4 МВА.

На рисунках 20 и 21 представлены суточные графики нагрузки ПС 110 кВ Рамонь-2 в дни контрольного замера для зимнего и летнего периодов соответственно, а также указаны уровни ДДТН и АДТН трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Рамонь-2.

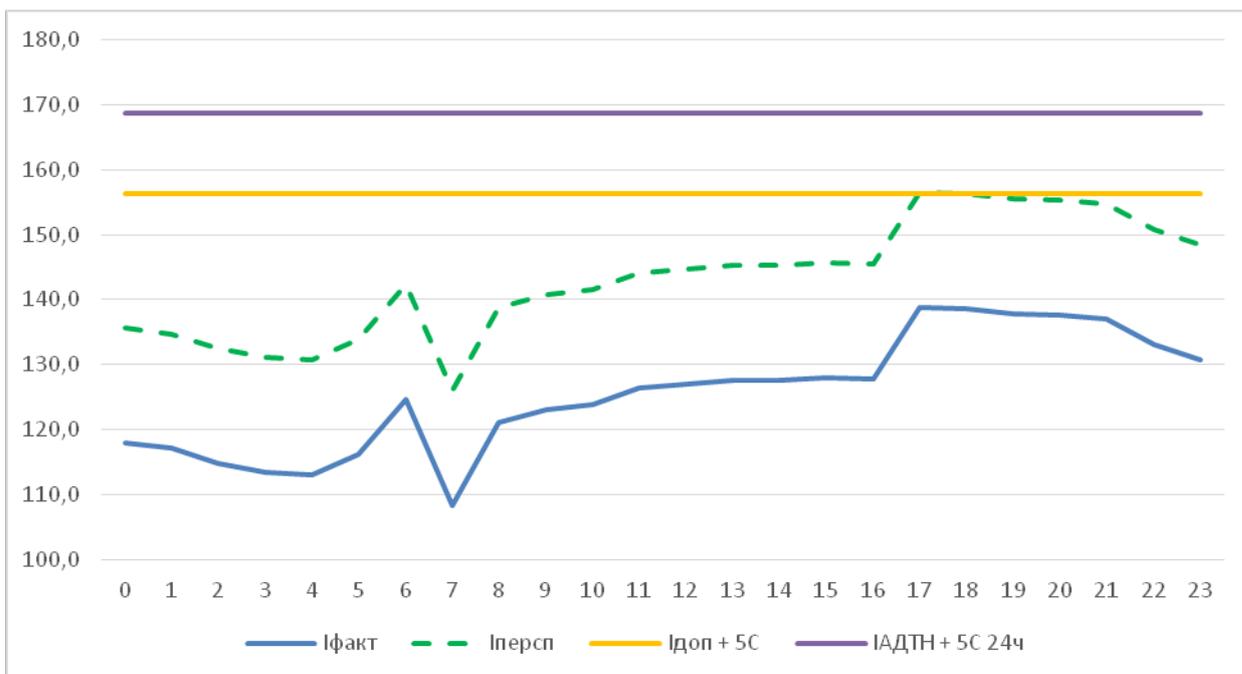


Рисунок 20. Почасовой суточный замер нагрузки ПС 110 кВ Рамонь-2 в день зимнего контрольного замера 19.12.2018 с учетом перспективной нагрузки

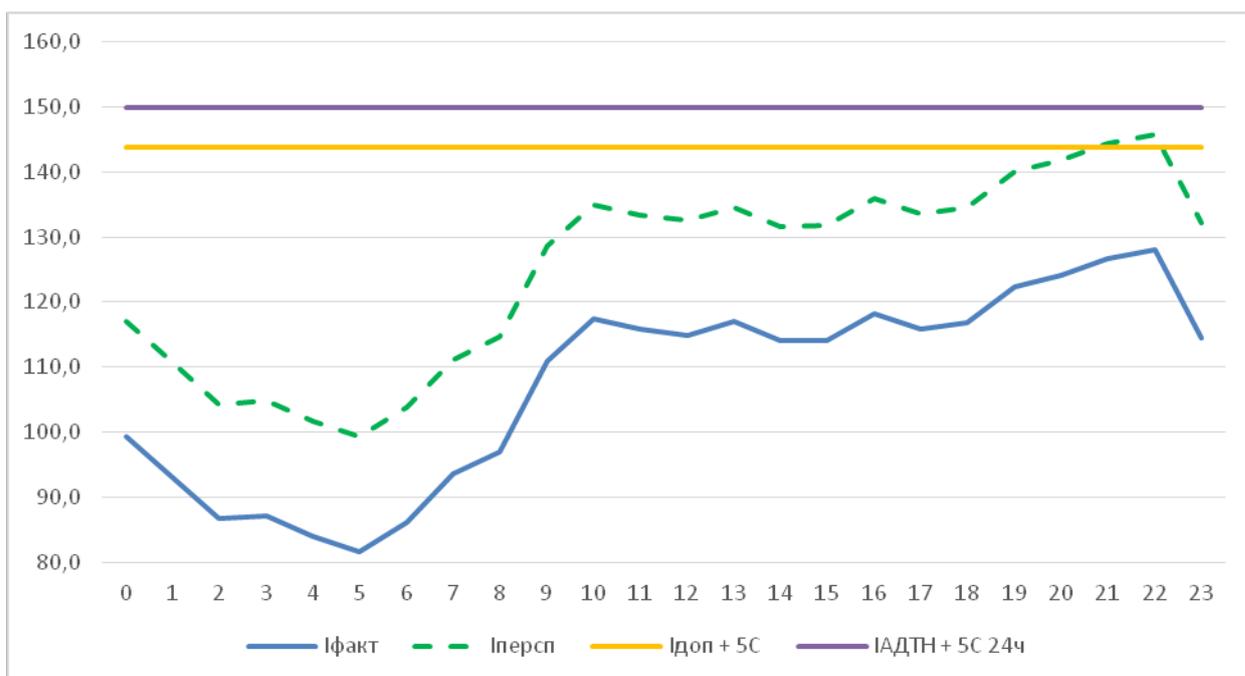


Рисунок 21. Почасовой суточный замер нагрузки ПС 110 кВ Рамонь-2 в день летнего контрольного замера 19.06.2019 с учетом перспективной нагрузки

Максимальная загрузка в зимний период выявлена в 2018 году и составляет 27,7 МВА, максимальная загрузка в летний период выявлена в 2019 году и составляет 24,4 МВА. При аварийном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь-2 токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 111% от $I_{ном}$ (139 А), в режиме летних нагрузок составляет 101% от $I_{ном}$ (127 А).

Поскольку токовая нагрузка Т-1(2) ПС 110 кВ Рамонь-2 при аварийном отключении (выводе в ремонт) Т-2(1) ПС 110 кВ Рамонь-2 превышает ДДТН как в зимних, так и в летних режимах, то для обеспечения параметров электроэнергетического режима в области допустимых значений с учётом подключения перспективной нагрузки потребителей рекомендуется выполнить

Таблица 46. Объемы электросетевого строительства и укрупненные капитальные затраты на реализацию вариантов электросетевого строительства

Мероприятие	Набор напряжений, кВ	Линии электропередачи		Мощность трансформаторов, шт.х МВА (Мвар)	Подстанции		Стоимость в ценах I кв. 2020 года, млн руб. с НДС
		Количество х цепность х протяженность, км	Марка провода		110 кВ	Схема РУ, ячейка выключателя, шт.	
Вариант № 1							
Реконструкция ВЛ 35 кВ № 36 с заменой провода сечением АС-70 протяженностью 11,23 км на провод сечением АС-120	35	1х1х11,23	АС-120				185,1
Реконструкция ПС 110 кВ Рамонь-2 с заменой трансформаторного оборудования мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА	110			2х40			288,393
Реконструкция ПС 35 кВ Новоживотинное с заменой трансформаторного оборудования мощностью 6,3 МВА на трансформаторы мощностью 10 МВА	35			2х10			144,979
Итого по Варианту № 1							618,472
Вариант № 2							
Строительство ПС 110/35/10 кВ Задонская с трансформаторами 2х16 МВА (врезкой в существующую ВЛ 35 кВ Березовка – Новоживотинное с отпайкой на ПС Алена, с образованием ВЛ 35 кВ Задонская – Березовка с отпайкой на ПС Алена и ВЛ 35 кВ Задонская - Новоживотинное)	110				2/110-9		328,6
Строительство ответвлений 2-цепной ВЛ 110 кВ №47, 48 (ПС 110/35/6 кВ №11-ПС 110/35/10 кВ Ступино-ПС 110/35/10 кВ Рамонь-2) с заходами на ПС 110 кВ Задонская (протяженность 28,348 км)	110	1х2х14,174	АС-120				229,8
Итого по Варианту № 2							558,4

Укрупненная стоимость реализации мероприятий по вариантам составляет (с НДС):

- по Варианту 1 – 618,472 млн руб. (111 %);
- по Варианту 2 – 558,4 млн руб. (100 %).

На основании анализа технико-экономических показателей предложенных вариантов замещающих мероприятий Вариант 2 является наиболее экономичным.

Окончательный выбор прохождения трассы должен быть осуществлен отдельным проектированием.

4.10.2. Анализ перспективной загрузки ЦП 110 кВ и выше

В таблице 47 представлена информация о загрузке центров питания 110 кВ и выше. Анализ загрузки ЦП производился на основании контрольных замеров нагрузок в зимний период 2017–2019 годов, а также данных о приростах мощности в рамках заключенных договоров на период 2020–2025 годов по данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС».

Анализ фактической загрузки трансформаторного оборудования рассматриваемых центров питания показал, что при отключении (аварийное отключение или вывод в ремонт) наиболее мощного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора на ряде центров питания превышает ДДТН, а именно:

Калачеевский участок:

- ПС 110 кВ Бутурлиновка-1.

Воронежский участок:

- ПС 110 кВ №11 Краснолесное.

Для вышеперечисленных центров питания требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования. В целях разгрузки трансформаторного оборудования рассматривается выполнение следующих мероприятий:

- перевод нагрузки по сети 6(10)35 кВ на смежные центры питания;
- увеличение выработки мощности электростанциями, с выдачей мощности в сеть 6(10)-35 кВ;
- мероприятия по компенсации реактивной мощности;
- реконструкция центров питания с увеличением трансформаторной мощности, а также реконструкция сети 35 кВ.

ПС 110 кВ Бутурлиновка-1

На ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 принята в соответствии с таблицами 1, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81, а также данными собственника.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$I_{\text{ном ВН}}, \text{ А}$	ДДТН, %	АДТН, %		
					20 мин	2 ч	24 ч
Т-1	ТДТН-16000-110	1971	80,3	Зимний период (0°C)			
				112	125	125	115
				Летний период (+30°C)			
				91	120	100	100
Т-2	ТДТН-16000-110	1975	80,3	Зимний период (0°C)			
				112	125	125	115
				Летний период (+30°C)			
				91	120	100	100

Максимальная нагрузка данной подстанции за 2017–2019 годы в зимний/летний контрольный замер составила:

- 2017 год – 15,97/12,67 МВА;
- 2018 год – 17,72/12,55 МВА;
- 2019 год – 15,16/15,63 МВА.

Максимальная загрузка в зимний период выявлена в 2018 году и составляет 17,72 МВА, максимальная загрузка в летний период выявлена в 2019 году и составляет 15,63 МВА. При аварийном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 114% от $I_{\text{ном}}$ (92 А) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 98 % от $I_{\text{ном}}$ (78 А) и превышает ДДТН.

Согласно представленным данным собственника, на ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 существует возможность перераспределения до 4,64 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Воробьевка, Бутурлиновка-2 и Филиппенково за время не более 2 часов (время приезда ОВБ). После перевода нагрузки загрузка Т-1(2) ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 может быть снижена ниже уровня ДДТН до 84 % от $I_{\text{ном}}$ (68 А) в зимний период и до 71 % от $I_{\text{ном}}$ (57 А) в летний период соответственно.

На рисунках 23 и 24 представлены суточные графики нагрузки ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 в дни контрольного замера для зимнего и летнего периодов соответственно, а также указаны уровни ДДТН и АДТН трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Бутурлиновка-1.

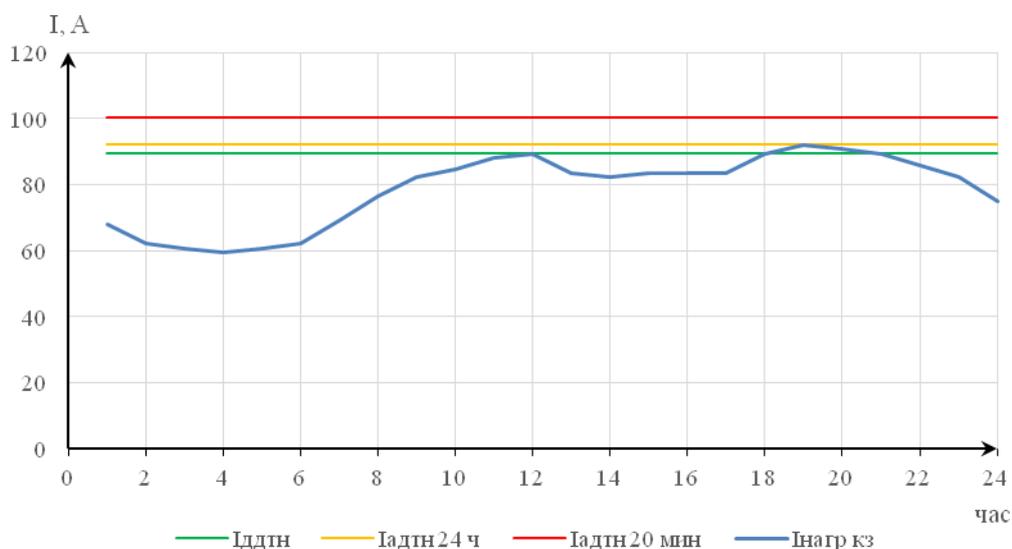


Рисунок 23. Почасовой суточный замер нагрузки ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 в день зимнего контрольного замера 19.12.2018

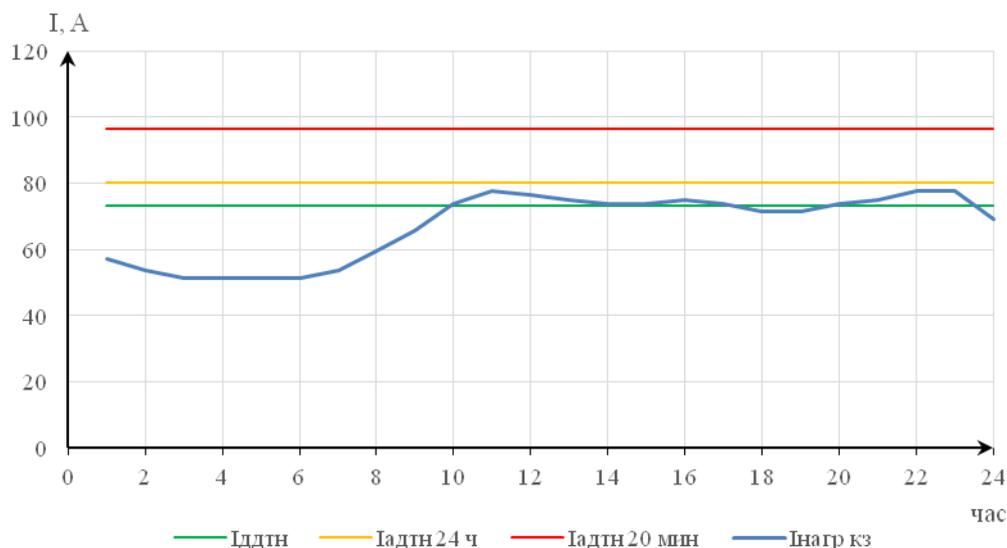


Рисунок 24. Почасовой суточный замер нагрузки ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 в день летнего контрольного замера 19.06.2019

Поскольку токовая нагрузка Т-1(2) ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 при аварийном отключении (выводе в ремонт) Т-2(1) ПС 110 кВ Бутурлиновка-1 не превышает АДТН (2 часа), то превышение ДДТН может быть ликвидировано действиями оперативного персонала в течение допустимой длительности загрузки трансформаторов в послеаварийной схеме.

ПС 110 кВ № 11 Краснолесное

На ПС 110 кВ № 11 Краснолесное установлено два силовых трансформатора.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ № 11 Краснолесное принята в соответствии с таблицами 1, 5 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81, а также данными собственника.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$I_{ном\ ВН}$, А	ДДТН, %	АДТН, %		
					20 мин	2 ч	24 ч
Т-1	ТМТ-5600-110-35-6	1960	28,1	Зимний период (0°C)			
				112	150	135	130
				Летний период (+30°C)			
				91	120	110	110
Т-2	ТМТГ-6300-110-35-6	1964	31,6	Зимний период (0°C)			
				112	150	135	130
				Летний период (+30°C)			
				91	120	110	110

Максимальная нагрузка данной подстанции за 2017–2019 годы в зимний/летний контрольный замер составила:

- 2017 год – 6,93/2,96 МВА;
- 2018 год – 5,89/2,91 МВА;
- 2019 год – 6,05/3,42 МВА.

Максимальная нагрузка в зимний период выявлена в 2017 году и составляет 6,93 МВА, максимальная нагрузка в летний период выявлена в 2019 году и составляет

3,42 МВА. При аварийном отключении Т-2 ПС 110 кВ № 11 Краснолесное токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 131 % от $I_{ном}$ (37 А) и превышает АДТН (24 часа), в режиме летних нагрузок составляет 61 % от $I_{ном}$ (17 А) и не превышает ДДТН.

При аварийном отключении Т-1 ПС 110 кВ № 11 Краснолесное токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 116 % от $I_{ном}$ (37 А) и превышает ДДТН.

Согласно представленным данным собственника, на ПС 110 кВ № 11 Краснолесное существует возможность перераспределения до 1,68 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Рамонь-2 за время не более 2 часов (время приезда ОВБ). После перевода нагрузки нагрузка Т-1 ПС 110 кВ № 11 Краснолесное может быть снижена ниже уровня ДДТН до 99 % от $I_{ном}$ (28 А) в зимний период.

На рисунке 25 представлен суточный график нагрузки ПС 110 кВ № 11 Краснолесное в день контрольного замера для зимнего периода, а также указаны уровни ДДТН и АДТН трансформаторного оборудования ПС 110 кВ № 11 Краснолесное.

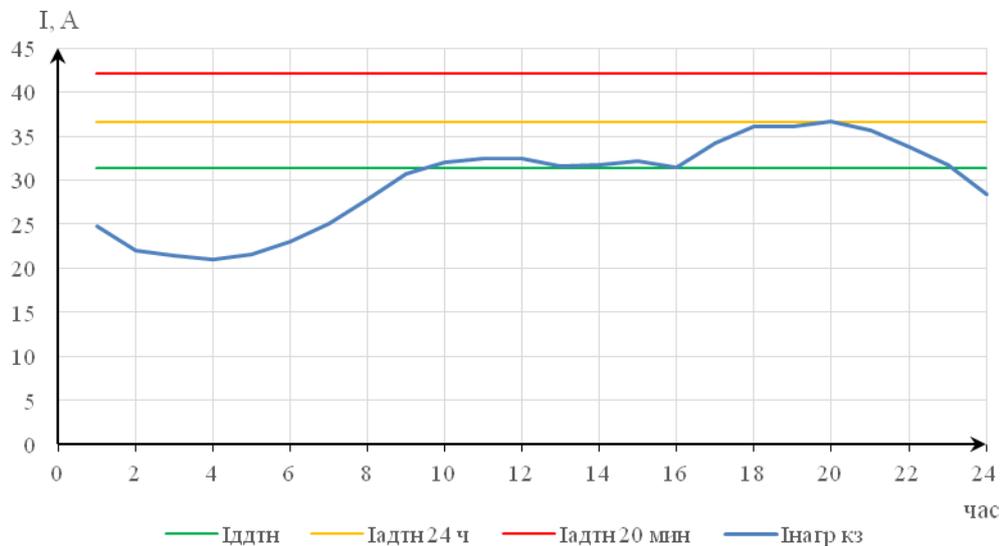


Рисунок 25. Почасовой суточный замер нагрузки ПС 110 кВ № 11 Краснолесное в день зимнего контрольного замера 20.12.2017

Поскольку токовая нагрузка Т-1 ПС 110 кВ № 11 Краснолесное при аварийном отключении (выводе в ремонт) Т-2 ПС 110 кВ № 11 Краснолесное не превышает АДТН (2 часа), то превышение ДДТН может быть ликвидировано действиями оперативного персонала в течение допустимой длительности загрузки трансформаторов в послеаварийной схеме.

4.11. 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 ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная установлено три силовых трансформатора.

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.).

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная принята в соответствии с таблицами 1, 6 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81, а также данными собственника.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	$I_{ном\ ВН}, А$	ДДТН, %	АДТН, %		
					20 мин	2 ч	24 ч
Т-1	ТДТНГ-31500/110	1961	158	Зимний период (+5°C)			
				112	125	125	115
				Летний период (+30°C)			
				91	120	100	100
Т-2	ТДТНГ-31500/110	1961	158	Зимний период (+5°C)			
				112	125	125	115
				Летний период (+30°C)			
				91	120	100	100
Т-3	ТРДН-40000/110	1976	200	Зимний период (+5°C)			
				112	125	125	115
				Летний период (+30°C)			
				91	120	100	100

Максимальная нагрузка данной подстанции за 2017–2019 годы в зимний/летний контрольный замер составила:

- 2017 год – 45,7/31,6 МВА;
- 2018 год – 49,6/30,2 МВА;
- 2019 год – 33,3/39,3 МВА.

Максимальная загрузка в зимний период выявлена в 2018 году и составляет 49,6 МВА, максимальная загрузка в летний период выявлена в 2019 году и составляет 39,3 МВА.

В соответствии с инвестиционной программой ПАО «МРСК Центра» на период 2020-2025 годов предполагается реконструкция ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная с заменой трансформаторов 2х31,5+40 МВА и изменением схемы ОРУ 110. Предусматривается установить два трансформатора.

При аварийном отключении Т-2 ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 259 А, в режиме летних нагрузок составляет 197 А.

На рисунке 26 представлен суточный график нагрузки ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная в день контрольного замера для зимнего периода, а также указаны уровни ДДТН для вновь устанавливаемых на ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная трансформаторов 40 МВА и 63 МВА.

Перегрузочная способность трансформаторного оборудования, вновь устанавливаемого на ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная, принята в соответствии с таблицами 1, 3 приложения к приказу Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 81.

Марка трансформатора	Год ввода	I _{ном ВН} , А	ДДТН, %	АДТН, %		
				20 мин	2 ч	24 ч
ТДТН-40000/110	2020	200	Зимний период (+5°C)			
			125	150	145	135
			Летний период (+30°C)			
			115	135	120	120
ТДТН-63000/110	2020	316	Зимний период (+5°C)			
			125	150	145	135
			Летний период (+30°C)			
			115	135	120	120

Согласно данным филиала ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго» на ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная заключены договора технологического присоединения и поданы заявки на технологическое присоединение. Нагрузка перспективных потребителей с учетом коэффициентов реализации приведена в таблице 48.

Таблица 48. Перспективная нагрузка потребителей, подключаемых к ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная

№ п/п	№ договора	Наименование контрагента	Объект	Мощность договорная, кВт	коэффициента реализации	с учётом коэффициента реализации
1	41935812	ООО ГК «Развитие»	РП-74 г. Воронеж, ул. 121 Стрелковой дивизии, 50а	900,0	0,4	360,0
2	–	ТУ на ТП менее 150 кВт		245,0	0,2	49,0
Итого по ПС Алена 35/10 кВ:				1145,0		409,0

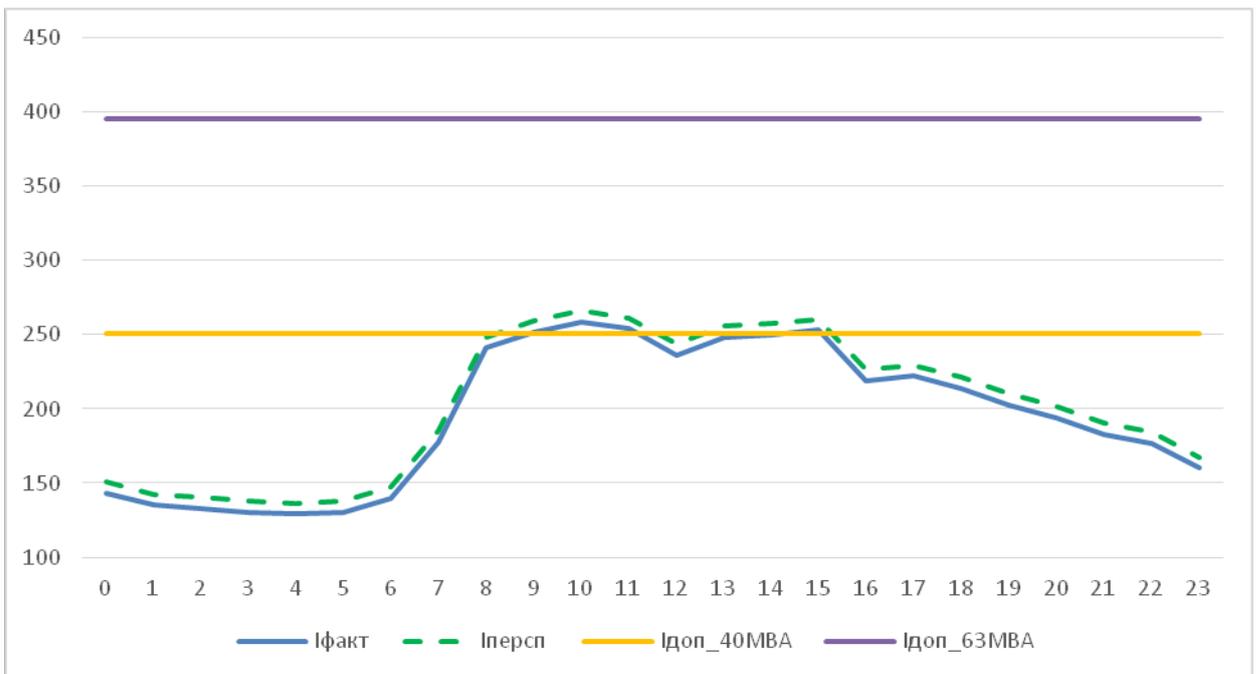


Рисунок 26. Почасовой суточный замер нагрузки ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная в день зимнего контрольного замера 19.12.2018

Поскольку токовая нагрузка Т-1 (Т-2) ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная, как в текущем режиме, так и с учетом перспективных нагрузок, при аварийном отключении (выводе в ремонт) Т-2 ПС 110 кВ № 16 Юго-Западная, в случае, если устанавливаются трансформаторы мощностью 40 МВА каждый, превышает ДДТН оставшегося в работе трансформатора необходимо выполнить установку трансформаторов мощностью 63 МВА каждый.

4.12. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техпереворужению), 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, техпереворужению, включению), в том числе для устранения схемно-режимных ситуаций, характеризующихся повышенной вероятностью выхода параметров электроэнергетических режимов из области допустимых значений, представлен в таблицах 49 и 50.

Таблица 49. Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техпервооружению) в 2020 году

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежский.	125 МВА 1х3,7 км	2020	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП между ООО «Тепличный комбинат Воронежский» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Тепличный комбинат Воронежский» ПАО «ФСК ЕЭС»
	Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Бобров	1 ячейка			
2	Строительство ПС 110 кВ Спутник. Строительство заходов от ВЛ-110-27,28	2х40 МВА, 4х0,1 км	2020	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП между ООО «Выбор» к ПАО «МРСК Центра»	ПАО «МРСК Центра»
3	Реконструкция ПС 110 кВ ЗАК с заменой Т-2 мощностью 25 МВА	40 МВА	2020	Утвержденные ТУ на ТП ООО «ЭнергоПромСистемы» к электрическим сетям ПАО «МРСК Центра»	ООО «ЭнергоПромСистемы»
4	Установка на ПС 330 кВ Лиски АОПО ВЛ 110 кВ Лиски - Каменка и ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая	-	2020	В режимах летних максимальных нагрузок в текущий период и на перспективу 2020–2024 годов при АО ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка или ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая в двойной ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №1 с отпайкой на ПС Цементник и ВЛ 220 кВ Лиски – Придонская №2 с отпайкой на ПС Цементник прогнозируется недопустимая токовая нагрузка ВЛ 110 кВ Лиски – Евдаково-тяговая или ВЛ 110 кВ Лиски – Каменка	ПАО «ФСК ЕЭС»
5	Строительство ПС 110 кВ Озерки. Строительство КЛ 110 кВ Кировская – Озерки № 1,2	3х16 МВА 2х1 км	2020	Договор ТП между ООО «Каскадэнерго» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Каскадэнерго» ПАО «ФСК ЕЭС»
	Установка двух новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Кировская	2 ячейки			

Таблица 50. Перечень электросетевых объектов, рекомендуемых к вводу (реконструкции, техпервооружению) в 2021–2025 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
1	Строительство ПС 110 кВ Парковая. Строительство КВЛ 110 кВ Южная – Парковая № 1,2. Строительство отпайек от ПС 110 кВ Индустриальная до КВЛ 110 кВ Южная – Парковая № 1,2	2х63 МВА, 2х3,1 км 2х1,1 км	2021	Утвержденные ТУ на ТП и государственный контракт об осуществлении ТП между ПАО «ФСК ЕЭС» и департаментом строительной политики Воронежской области	Департамент строительной политики Воронежской области ПАО «ФСК ЕЭС»
	Установка двух новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Южная	2 ячейки			

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации	Обоснование	Субъект
2	Строительство ПС 110 кВ Отечество.	2x40 МВА	2021	Утвержденные ТУ на ТП и договор ТП между ООО «Отечество» и ПАО «ФСК ЕЭС»	ООО «Отечество» ПАО «ФСК ЕЭС»
	Строительство КВЛ 110 кВ Латная - Отечество	1 ячейка			
3	Установка одной новой ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Латная	2x6,3 МВА 2x0,5 км	2021	ТУ на ТП ООО Специализированный застройщик «Группа компаний Хамина» к ПАО «МРСК Центра» максимальной мощностью 5 МВт	ПАО «МРСК Центра»
	Строительство ПС 110 кВ.	2x25 МВА 2x0,3 км			
4	Строительство отпаяк от ВЛ-110-45,46	2x16 МВА, 2x14,4 км	2022	Устранение перегрузок в электрической сети 35 кВ и трансформаторного оборудования ПС 110 кВ Рамонь-2	ПАО «МРСК Центра»
	Строительство отпаяк от ВЛ-110-47, ВЛ-110-48	2x63 МВА			
5	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ №16 Юго-Западная с заменой силовых трансформаторов 2x31,5 и 40 МВА	2x10 МВА	2023	Акт технического состояния ПС 110 кВ №16 Юго-Западная от 09.09.2016 с фиксацией морального и физического износа трансформаторного оборудования	ПАО «МРСК Центра»
6	Строительство ПС 110 кВ.	220 кВ: 2x250 МВА	2024	ТУ на ТП Литвинова Николая Тихоновича к ПАО «МРСК Центра»	ПАО «МРСК Центра»
7	Строительство отпаяк (КЛ 110 кВ) от ВЛ 110-49, ВЛ-110-50	110 кВ: 2x40 МВА 10 МВА 2x54,5 Мвар			
8	Реконструкция ПС 220 кВ Южная (г. Воронеж) с заменой автотрансформатора 200/110/10 кВ мощностью 200 МВА, автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 135 МВА, двух автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 135 МВА, двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА, трансформатора 110/6 кВ мощностью 20 МВА на два автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 250 МВА, двух трансформаторов 110/6(10) мощностью 40 МВА, трансформатора 110/35 кВ мощностью 10 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 590 МВА и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 54,5 Мвар	2x63 МВА, 2x80 км, 2 яч.110 кВ, 2x0,5 км	2024	Проект СиПР ЕЭС России на 2020-2026 годы	ПАО «ФСК ЕЭС»
9	Строительство ПС 110 кВ с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ с установкой 63 МВА каждый, оснащенных устройствами РПН ³ . Реконструкция ВЛ 110 кВ Придонская – Павловск-4 № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Придонская – Павловск-4 № 2 с отпайками со строительством двух отпайчных ЛЭП 110 кВ до ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2 I, II цепь с отпайками. Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой двух линейных ячеек 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2 I, II цепь с отпайками. Строительство двух отпайчных ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2 I, II цепь с отпайками до новой ПС 110 кВ	2x63 МВА, 2x80 км, 2 яч.110 кВ, 2x0,5 км	2024	ТУ на ТП к электрическим сетям МУПП «Энергетик» (Муниципальное унитарное производственное предприятие Павловского муниципального района «Энергетик») энергопринимающих устройств АО «Павловскгазпроодукт» с максимальной мощностью 3,6 МВт	ПАО «МРСК Центра» - «Воронежэнерго»

³ Мощность устанавливаемых силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ необходимо уточнить при проектировании с учетом суммарной мощности технических условий на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

4.13. Анализ баланса реактивной мощности и условия регулирования напряжения сети 110 кВ и выше, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их тип и мощность

В энергосистеме Воронежской области на этапе 2020г. находятся следующие источники реактивной мощности, приведенные в таблицах 51 и 52.

Таблица 51. Перечень СКРМ, установленных в сети 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области

Наименование объекта	Диспетчерское наименование	Тип (СКРМ)	Место коммутации Уном	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени, Мвар	Номинальное напряжение ступени
ПС 220 кВ Южная	БСК-1	КЭК 1-1,05-63-1У1	1 сек 110 кВ, 110 кВ	1	54,5	121
	БСК-2	КЭК 1-1,05-63-1У1	2 сек 110 кВ, 110 кВ	1	54,5	121
ПС 220 кВ Придонская	БСК-1	ШКБ-100	2 сек 110 кВ, 110 кВ	1	52,15	121
	БСК-2	КЭП-1,05-63	3 сек 110 кВ, 110 кВ	1	55,7	121
Нововоронежская АЭС	Р-500-1	3хРОМБСМ-60000/500-УХЛ1	1 СШ 500	1	180	525
ПС 500 кВ Донская	РШ ВЛЕ	3хРОМ 60000/500-У1	ВЛ 500 кВ Донская-Елецкая	1	180	500

Таблица 52. Пределы по реактивной мощности на генераторах электростанций энергосистемы Воронежской области

Станция	Генератор	Рном, МВт	Qмин., Мвар	Qмакс., Мвар
Нововоронежская АЭС	ТГ-11	208	20	165
	ТГ-12	209	20	165
	ТГ-13	500	-200	440
	ТГ-14	500	-200	440
	ТГ-6 (10МКА)	1180,3	-423	980
	ТГ-7 (20МКА)	1180,983	-423	980
Воронежская ТЭЦ-1	ТГ-4*	30	-2	25,3
	ТГ-5*	30	0	25,3
	ТГ-6*	30	0	25,3
	ТГ-7**	14	0	13,1
	ТГ-8**	14	0	13,1
	ТГ-9	20	0	17,9
	ГТУ-1-1	46,186	-10,899	44,9
	ГТУ-1-2	44,923	-10,899	44,9
	ТГ-1-3	19,588	-15,078	31,8
	ГТУ-2-4	44,482	-10,899	44,9
	ГТУ-2-5	45,104	-10,899	44,9
	ТГ-2-6	19,349	-15,078	31,8

Станция	Генератор	Рном, МВт	Qмин., Мвар	Qмакс., Мвар
Воронежская ТЭЦ-2	ТГ-2	12	0	11,2
	ТГ-3	25	-10,5	33
	ГТУ-1	45	-14,9	45
	ГТУ-2	45	-14,9	45
Суммарный объем		4273,283	-1338,1	3701,8

* Согласно проекту СиПР ЕЭС 2020-2026 гг. планируется вывод из эксплуатации в 2020 году.

** Согласно проекту СиПР ЕЭС 2020-2026 гг. планируется вывод из эксплуатации в 2025 году.

Согласно проекту СиПР ЕЭС 2020-2026 гг. также планируется реконструкция ПС 220 кВ Южная (г. Воронеж) с установкой двух БСК 110 кВ мощностью 54,5 Мвар в 2024 году и ввод в эксплуатацию генератора ТГ-8 типа ПТ-30-90 на Воронежской ТЭЦ-1 установленной мощностью 30 МВт взамен выводимых из эксплуатации ТГ-7 и ТГ-8 в 2025 году.

Результаты анализа баланса реактивной мощности на период 2020-2025 годы энергосистемы Воронежской области приведены в таблице 53.

Энергосистема Воронежской области характеризуется широким диапазоном регулирования реактивной мощности от 1 707,1 Мвар до 3 927,61 Мвар при суммарном потреблении реактивной мощности на 2020 год от 998 Мвар до 1 600 Мвар. В зависимости от режимно-балансовой ситуации переток реактивной мощности может быть направлен как из Воронежской области, так и в сторону Воронежской области, но это не связано с дефицитом реактивной мощности в энергосистеме.

Как показали расчеты электрических режимов, в нормальной схеме, в ремонтных схемах и в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях в указанных схемах уровни напряжения находятся в области допустимых значений. Дополнительных СКРМ, кроме рекомендованных ранее, в энергосистеме Воронежской области не требуется.

Таблица 53. Баланс реактивной мощности энергосистемы Воронежской области на период 2020-2025 годы, Мвар

Показатель	2020						2021						2022						2023						2024						2025					
	Зима		Лето		Лето		Зима		Лето		Лето		Зима		Лето		Лето		Зима		Лето		Лето		Зима		Лето		Лето		Зима		Лето		Лето	
	макс	мин	макс	мин	ПЭВТ	0,92	макс	мин	макс	мин	ПЭВТ	0,92	макс	мин	макс	мин	ПЭВТ	0,92	макс	мин	макс	мин	ПЭВТ	0,92	макс	мин	макс	мин	ПЭВТ	0,92	макс	мин	ПЭВТ	0,92		
Реактивная мощность нагрузки	684	537	653	531	851	690	710	703	554	671	547	872	708	706	555	673	548	874	710	708	557	675	550	877	712	706	545	673	550	874	711					
Нагрузочные потери в т.ч. потери в ЛЭП	548	517	526	524	629	533	634	549	516	527	523	633	534	550	516	527	523	634	535	554	519	530	526	640	538	556	538	524	644	540						
потери в АТ	238	236	232	240	266	233	266	238	235	231	240	266	232	238	235	231	240	266	232	240	236	232	240	268	234	239	241	232	239	269	233					
Потребление ШПР	309	281	294	284	363	300	368	312	282	296	284	367	302	312	282	296	284	368	302	314	284	298	285	371	304	316	298	300	285	376	307					
Потребление ШПР	327	325	321	331	327	321	327	327	325	321	331	327	321	327	325	321	331	327	321	326	325	320	331	326	321	326	324	321	331	326	321					
Потери в шунтах	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17					
Суммарное потребление реактивной мощности	1578	1398	1519	1405	1825	1563	1853	1600	1416	1539	1423	1851	1582	1602	1416	1540	1421	1854	1585	1605	1418	1543	1423	1860	1587	1605	1424	1542	1422	1862	1588					
Генерация реактивной мощности электростанциями, СТК, СК	898	944	903	998	979	913	996	910	952	914	1007	995	924	911	951	1006	997	924	910	949	912	1003	998	922	905	921	904	991	994	915						
Зарядная мощность ЛЭП	640	642	636	631	630	635	630	640	643	636	631	630	635	640	643	637	631	630	635	640	643	636	631	630	637	638	637	632	630	635						
Суммарная генерация реактивной мощности	1538	1586	1539	1629	1609	1548	1626	1551	1595	1550	1638	1625	1559	1551	1594	1637	1627	1559	1550	1592	1548	1634	1628	1557	1545	1559	1541	1623	1624	1550						
Внешний переток реактивной мощности (избыток)	-40	188	20	225	-217	-15	-227	-49	178	12	216	-227	-25	-48	180	13	218	-226	-23	-55	174	6	211	-232	-60	135	-1	201	-238	-38						

4.14. Оценка уровней токов короткого замыкания на шинах 110, 220 кВ ПС 110 кВ и выше (выполнение расчета ТКЗ) на расчетный год и перспективу 5 лет

С целью оценки токов короткого замыкания (КЗ) и проверки соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам КЗ в работе произведены расчеты токов КЗ для энергообъектов 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на расчетный год (по состоянию на 01.03.2020) и на перспективу 2025 года.

Для рассматриваемого расчетного периода расчетная модель энергосистемы учитывает сетевое строительство, включая реализацию рекомендованных мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых объектов, вывод генерирующего оборудования из эксплуатации, а также ввод новых генерирующих мощностей. Полный перечень мероприятий, учтенных в расчетной модели, представлен в таблицах 36 и 38 в части электросетевых объектов, а также в таблице 37 в части генерирующего оборудования.

При выполнении расчетов была учтена замена в 2018 году нижеперечисленных выключателей в РУ 110 кВ ПС 220 кВ Южная на выключатели с отключающей способностью 50 кА:

- В-110 АТ-1;
- В-110 АТ-2;
- 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;
- СВ 1-3 110 кВ;
- В ВЛ-110-3;
- В-ВЛ-110-15;
- ШСВ 2-1 110 кВ.

При выполнении расчетов была учтена замена в 2019 году нижеперечисленных выключателей в РУ 110 кВ Воронежская ТЭЦ-1 на выключатели с отключающей способностью 40 кА:

- В КВЛ-110-4;
- В-110 Т-1-2;
- В-110 Т-2-6;
- В-110 Т-2-5;
- В-110 Т-1-3;
- В КВЛ-110-5;
- В КВЛ-110-24;
- ШСВ-110-3-4
- СВ-110-1-3;
- СВ-110-2-4
- В-110 Т-1-1;
- В-110 Т-2-4;

- В КВЛ-110-3;
- В ВЛ-110-6;
- В ВЛ-110-23;
- В-110 Т-3;
- В-110 Т-4;
- В-110 Т-5;
- В-110 РТСН-1.

Расчеты токов КЗ проводились для максимального режима электрической сети 110 кВ и выше Воронежской области при следующем коммутационном состоянии коммутационных аппаратов:

- включены выключатели В-Новая 1 и В-Новая 2 в КРУЭ-220 кВ ПС 500 кВ Донская;
- ВЛ-110-39 и ВЛ-110-40 включены в транзит;
- АТ-1 ПС 220 кВ Южная включен;
- ШСВ-2-1 110 кВ на ПС 220 кВ Южная включен;
- включена в транзит КЛ 110 кВ ПС № 2 – Центральная № 1, 2 и секционные выключатели на ПС 110 кВ Калининская, ПС 110 кВ Центральная, ПС 110 кВ № 2;
- отключен выключатель В 220 кВ ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Южная с отпайкой на ПС Новая на Нововоронежской АЭС;
- отключен выключатель В 220 кВ ВЛ 220 кВ Нововоронежская АЭС – Кировская с отпайкой на ПС Новая на ПС 500 кВ Новая.

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

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

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

$$I_{пт} < I_{о.ном}$$

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

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

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

На основании анализа результатов расчетов токов КЗ и анализа проверки коммутационного оборудования на расчетный 2020 год и на перспективный 2025 год выявлены объекты, отключающая способность выключателей которых превышает уровни токов КЗ:

- Нововоронежская АЭС;
- ПС 110 кВ ГОО;
- ПС 110 кВ ГПП-1.

Далее рассматривается каждый объект индивидуально.

Нововоронежская АЭС

С целью предотвращения превышения отключающей способности выключателей РУ 220 кВ Нововоронежской АЭС на Нововоронежской АЭС установлена АОДС с воздействием на опережающее отключение выключателей В-220 АТ-11 и В-220 АТ-12. С учетом действия автоматики отключающая способность выключателей РУ 220 кВ Нововоронежской АЭС в перспективе до 2025 года соответствует уровням токов КЗ.

Необходимо отметить, что на текущий момент проводится замена выключателей 220 кВ Нововоронежской АЭС в рамках реконструкции РУ.

ПС 110 кВ ГОО

В результате проверки выключателей на максимальные уровни токов КЗ через присоединения в нормальной схеме энергосистемы Воронежской области на текущее состояние и на перспективу 2025 года имеет место несоответствие отключающей способности В-110 Т-1 и В-110 Т-2 ПС 110 кВ ГОО.

С целью предотвращения превышения отключающей способности В-110 Т-1 и В-110 Т-2 в схеме текущего состояния и на перспективу 2025 года рекомендуется замена выключателей с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА или установка токоограничивающих реакторов на ПС 220 кВ Южная на ВЛ-110-34, ВЛ-110-38 с сопротивлением не менее 1,2 Ом.

В итоге по результатам расчетов токов КЗ и проверке отключающей способности выключателей 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области рекомендуется замена в 2020 году В-110 Т-1 и В-110 Т-2 на ПС 110 кВ ГОО с отключающей способностью 20 кА на выключатели с отключающей способностью не менее 31,5 кА или установка токоограничивающих реакторов на ВЛ-110-34, ВЛ-110-38 с сопротивлением не менее 1,2 Ом.

4.15. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением ниже 220 кВ

Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области представлены в таблице 54.

Таблица 54. Сводные данные по развитию электрической сети напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Воронежской области на 2020 –2025 годы

Класс напряжения	2020 год		2021 год		2022 год		2023 год		2024 год		2025 год	
	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА	км	МВА
500 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
220 кВ	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	-
110 кВ	2,4	423	8,4	218,6	-	126	-	20	-	90	-	-

4.16. Оценка плановых значений показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

Уровень надежности и качества услуг определяется как обобщенный интегрированный показатель и состоит из показателя уровня надежности оказываемых услуг и показателя уровня качества оказываемых услуг территориальными сетевыми организациями (ТСО).

Показатель уровня надежности оказываемых услуг ТСО определяется как средняя продолжительность прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей услуг за расчетный период.

Показатель уровня качества оказываемых услуг определяется для электросетевых организаций в отношении услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению к объектам электросетевого хозяйства ТСО.

Показатель уровня качества оказываемых услуг является интегрированным показателем и состоит из показателей – индикаторов качества. Индикаторы качества оказываемых потребителям услуг характеризуют степень направленности деятельности ТСО по оказанию услуг по передаче электрической энергии и технологическому присоединению потребителей (заявителей) к электрическим сетям на сокращение времени решения возникающих вопросов, оптимизацию затрат потребителей услуг и, в целом, на создание наиболее благоприятных условий их взаимодействия с ТСО.

В таблицах 55-57 приведены целевые показатели надежности и качества услуг по передаче электроэнергии субъектов энергетики Воронежской области, полученные на основании приказа управления по государственному регулированию тарифов Воронежской области от 26.12.2019 № 59/5 «Об установлении индивидуальных тарифов на услуги по передаче электрической энергии для взаиморасчетов между сетевыми организациями Воронежской области, определенных на основе долгосрочных параметров регулирования деятельности территориальных сетевых организаций, на 2020-2024 годы». Данные учитывают темп улучшения показателя с учетом пункта 4.1.1 приказа Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций».

Таблица 55. Уровень надежности. Показатель средней продолжительности прекращения передачи электроэнергии на точку поставки

Наименование сетевой организации	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «Воронежская горэлектросеть»	2,077	2,0459	2,0152	1,985	1,9552
Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	2,296	2,2617	2,2277	2,1942	2,1613
МУП «Борисоглебская горэлектросеть»	1,117	1,1	1,084	1,068	1,052
МУП г. Россошь «ГЭС»	3,12	3,074	3,027	2,982	2,937
МУП «Лискинская горэлектросеть»	1,679	1,654	1,629	1,604	1,58
МУП «Острогожская горэлектросеть»	1,679	1,654	1,629	1,604	1,58
МУП «Горэлектросети»	2,104	2,072	2,041	2,011	1,981
МУП «Бобровская горэлектросеть»	0,866	0,853	0,84	0,828	0,815
АО «Оборонэнерго»	2,104	2,072	2,041	2,011	1,981
АО «Бутуриновская электросетевая компания»	2,748	2,707	2,666	2,626	2,587
Павловское МУПП «Энергетик»	4,47	4,403	4,337	4,272	4,208
ООО «СК Подгорное-2»	0	0	0	0	0
ЗАО «Воронежский конденсаторный завод»	2	1,97	1,94	1,911	1,883
АО «Конструкторское бюро химавтоматики»	0	0	0	0	0
МКП МТК «Воронежпассажиртранс»	2,146	2,114	2,082	2,051	2,02
ООО «Энергосетевая компания»	0	0	0	0	0
ООО «Донская энергосетевая компания»	1,571	1,547	1,524	1,501	1,479
ООО «Актив-менеджмент»	0	0	0	0	0
АО «Воронежсинтезкаучук»	0	0	0	0	0
ООО ПКФ «ЭКВАТОР»	0	0	0	0	0
АО «Минудобрения»	0	0	0	0	0
ООО Специализированный застройщик «ВМУ-2»	2,331	2,296	2,262	2,228	2,194
ОАО «Электросигнал»	0,062	0,061	0,06	0,059	0,058
АО «Павловск Неруд»	0	0	0	0	0
ООО «Талар»	0,505	0,497	0,49	0,483	0,475
ООО «Городская электросетевая компания»	0	0	0	0	0
ООО «Энергия»	0	0	0	0	0

Таблица 56. Уровень надежности. Показатель средней частоты прекращения передачи электроэнергии на точку поставки

Наименование сетевой организации	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «Воронежская горэлектросеть»	0,5953	0,5864	0,5776	0,5689	0,5604
Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	0,9928	0,9779	0,9632	0,9488	0,9345
МУП «Борисоглебская горэлектросеть»	0,891	0,877	0,864	0,851	0,839
МУП г. Россошь «ГЭС»	1,013	0,998	0,983	0,969	0,954
МУП «Лискинская горэлектросеть»	0,358	0,353	0,347	0,342	0,337
МУП «Острогожская горэлектросеть»	0,358	0,353	0,347	0,342	0,337
МУП «Горэлектросети»	0,553	0,545	0,537	0,529	0,521
МУП «Бобровская горэлектросеть»	0,2	0,197	0,194	0,191	0,188
АО «Оборонэнерго»	0,553	0,545	0,537	0,529	0,521

Наименование сетевой организации	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «Бутуриновская электросетевая компания»	0,335	0,33	0,325	0,32	0,315
Павловское МУПП «Энергетик»	1,593	1,569	1,546	1,523	1,5
ООО «СК Подгорное-2»	0	0	0	0	0
ЗАО «Воронежский конденсаторный завод»	0,414	0,408	0,401	0,395	0,39
АО «Конструкторское бюро химавтоматики»	0	0	0	0	0
МКП МТК «Воронежпассажиртранс»	0,07	0,069	0,068	0,067	0,066
ООО «Энергосетевая компания»	0	0	0	0	0
ООО «Донская энергосетевая компания»	0,971	0,957	0,942	0,928	0,914
ООО «Актив-менеджмент»	0	0	0	0	0
АО «Воронежсинтезкаучук»	0	0	0	0	0
ООО ПКФ «ЭКВАТОР»	0	0	0	0	0
АО «Минудобрения»	0	0	0	0	0
ООО Специализированный застройщик «ВМУ-2»	0,785	0,773	0,762	0,75	0,739
ОАО «Электросигнал»	0,3	0,296	0,291	0,287	0,282
АО «Павловск Неруд»	0	0	0	0	0
ООО «Талар»	0,096	0,095	0,093	0,092	0,09
ООО «Городская электросетевая компания»	0	0	0	0	0
ООО «Энергия»	0	0	0	0	0

Таблица 57. Уровень качества реализуемых услуг. Показатель уровня качества оказываемых услуг на территории Воронежской области

Наименование сетевой организации	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «Воронежская горэлектросеть»	1,0108	0,9956	0,9807	0,966	0,9515
Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению - структурное подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «РЖД»	1	1	1	1	1
МУП «Борисоглебская горэлектросеть»	1	1	1	1	1
МУП г. Россошь «ГЭС»	1	1	1	1	1
МУП «Лискинская горэлектросеть»	1	1	1	1	1
МУП «Острогожская горэлектросеть»	1	1	1	1	1
МУП «Горэлектросети»	1	1	1	1	1
МУП «Бобровская горэлектросеть»	1	1	1	1	1
АО «Оборонэнерго»	1	1	1	1	1
АО «Бутуриновская электросетевая компания»	1	1	1	1	1
Павловское МУПП «Энергетик»	1	1	1	1	1
ООО «СК Подгорное-2»	1	1	1	1	1
ЗАО «Воронежский конденсаторный завод»	1	1	1	1	1
АО «Конструкторское бюро химавтоматики»	1	1	1	1	1
МКП МТК «Воронежпассажиртранс»	1	1	1	1	1
ООО «Энергосетевая компания»	1	1	1	1	1
ООО «Донская энергосетевая компания»	1	1	1	1	1
ООО «Актив-менеджмент»	1	1	1	1	1
АО «Воронежсинтезкаучук»	1	1	1	1	1
ООО ПКФ «ЭКВАТОР»	1	1	1	1	1

Наименование сетевой организации	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год
АО «Минудобрения»	1	1	1	1	1
ООО Специализированный застройщик «ВМУ-2»	1	1	1	1	1
ОАО «Электросигнал»	1	1	1	1	1
АО «Павловск Неруд»	1	1	1	1	1
ООО «Талар»	1	1	1	1	1
ООО «Городская электросетевая компания»	1	1	1	1	1
ООО «Энергия»	1	1	1	1	1

На основании предоставленных субъектами плановых целевых показателей надежности и качества услуг по передаче электроэнергии сформирована таблица 58, в которой представлены сводные целевые показатели, усредненные в зависимости от количества учтенных ТСО и предоставленных ими данных.

Таблица 58. Сводные целевые показатели надежности и качества передачи электрической энергии на территории Воронежской области

Наименование целевого показателя качества и надежности	2021 год	2 год022	2023 год	2024 год	2025 год
Уровень надежности реализуемых услуг	1,2176	1,1993	1,1813	1,1636	1,1462
Показатель уровень качества осуществляемого технологического присоединения	0,3733	0,3678	0,3621	0,3568	0,3514
Показатель уровня качества обслуживания потребителей услуг	1,0004	0,9998	0,9993	0,9987	0,9982

На основании анализа таблицы 58 можно сделать вывод, что целевые показатели на протяжении рассматриваемого периода имеют тенденцию к снижению, что положительно характеризует прогнозируемый уровень надежности и качества услуг по передаче электроэнергии по энергосистеме Воронежской области в период 2021-2025 годов.

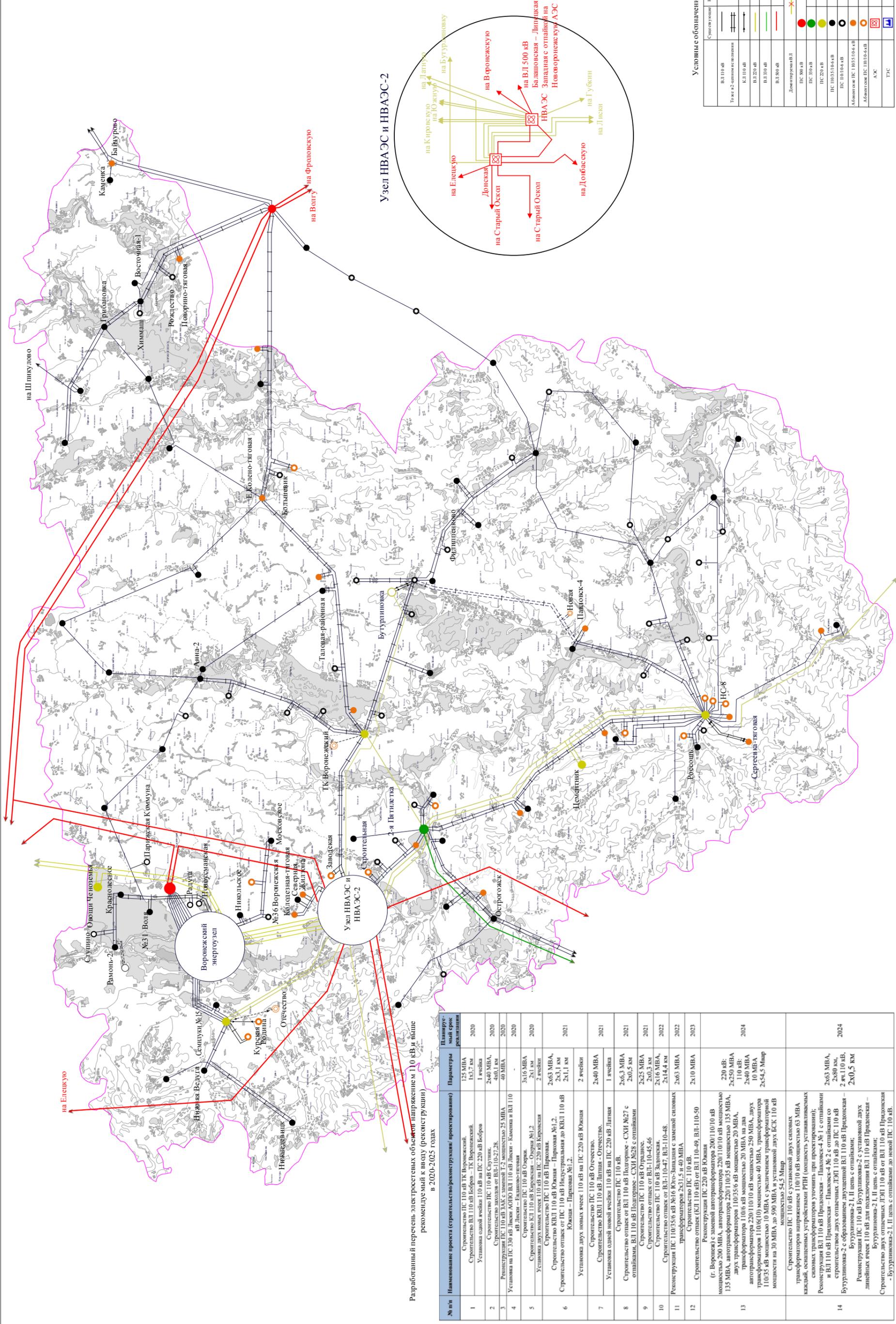
Перечень сокращений

АДТН – аварийно допустимая токовая нагрузка;
 АТ – автотрансформатор;
 АОПО – автоматика ограничения перегруза оборудования;
 АЭС – атомная электростанция;
 БСК – батарея статических конденсаторов;
 В – выключатель;
 ВЛ – воздушная линия;
 ВРП – валовый региональный продукт;
 ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
 ГВО – график временного отключения;
 ГПП – главная понизительная подстанция;
 ДВП – древесно-волоконистых плит;
 ДДТН – длительно допустимый ток нагрузки;
 ДЗО – дочерние и зависимые общества;
 ЕЭС – единая энергетическая система;
 ИРМ – источники реактивной мощности;
 кВ – киловольт;
 кВт – киловатт;
 кВт·ч – киловатт в час;
 КВЛ – кабельно-воздушная линия;
 КЗ – короткое замыкание;
 КЛ – кабельная линия;
 ЛДСП – ламинированная древесно-стружечная плита;
 ЛЭП – линия электропередачи;
 МВА – мегавольт-ампер;
 Мвар – мегавар;
 МВт – мегаватт;
 МДФ – мелкодисперсионная фракция;
 МУП – муниципальное унитарное предприятие;
 ОВБ – оперативно выездная бригада;
 ООО – общество с ограниченной ответственностью;
 ОРУ – открытое распределительное устройство;
 ОЭС – объединенная энергетическая система;
 ПГУ – парогазовая установка;
 ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей;
 ПА – противоаварийная автоматика;
 ПАО – публичное акционерное общество;
 ПЭВТ – период экстремально высоких температур наружного воздуха;
 ПС – подстанция;
 Р – разъединитель;
 РДУ – региональное диспетчерское управление;
 РЗА – релейная защита и автоматика;
 РМ – расчетная модель;
 РПН – регулирование под нагрузкой;
 РУ – распределительное устройство;
 сек. – секция шин;

СКРМ - синхронный компенсатор реактивной мощности;
ТАПВ – трехфазное автоматическое повторное включение;
Т – трансформатор;
ТКЗ - ток короткого замыкания;
ТТ – трансформатор тока;
ТП – технологическое присоединение;
ТУ – технические условия;
ТЭС – тепловая электростанция;
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль;
УШР – управляемый шунтирующий реактор;
ЦП – центр питания;
ШСВ – шиносоединительный выключатель;
 $I_{длtn}$ – длительно допустимый ток нагрузки;
 $I_{ном}$ – номинальный ток.

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2021–2025 ГОДЫ

КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ



Разработанный перечень электростанционных объектов напряжения м 110 кВ и выше рекомендуемый к вводу (реконструкции) в 2020-2025 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемый срок реализации
1	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежский.	125 МВА 153,7 км 1 ячейка	2020
2	Строительство ВЛ 110 кВ Восток – ТК Воронежский.	Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Восток	2020
3	Строительство ПС 110 кВ Струтин.	2x40 МВА, 4x0,1 км, 40 МВА	2020
4	Реконструкция ПС 110 кВ ЗАК с заменой ТЭ с мощностью 25 МВА		2020
5	Установка на ПС 330 кВ Лиски ЛОУ-ВЛ 110 кВ Лиски – Клевина и ВЛ 110 кВ Лиски – ПС 110 кВ Отрадное	3x16 МВА Строительство ВЛ 110 кВ Отрадное – Отрада №1,2 Строительство КЛ 110 кВ Клевина – Отрада №1,2 2x1 км	2020
6	Установка двух новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Куровская	2x63 МВА, 2x3,1 км, 2x1,1 км	2021
7	Строительство КВЛ 110 кВ Паровая – Паровая №1,2		2021
8	Строительство отпайки от ПС 110 кВ Индустриальная до КВЛ 110 кВ Южная – Паровая №1,2.	2 ячейки	2021
9	Установка двух новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Южная	2x40 МВА	2021
10	Строительство ПС 110 кВ Отрадное.	2x40 МВА	2021
11	Установка одной новой ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Латая	1 ячейка	2021
12	Строительство ПС 110 кВ.	2x6,3 МВА 2x0,5 км	2021
13	Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Подгорное – СХИ №27 с отпайками.	2x25 МВА 2x0,3 км	2021
14	Строительство отпайки от ВЛ 110-45,46	2x16 МВА, 2x14,4 км	2022
15	Строительство отпайки от ВЛ 110-47, ВЛ 110-48.	2x63 МВА	2022
16	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ №16 Юго-Западная с заменой силовых трансформаторов 2x31,5 и 40 МВА		2022
17	Строительство ПС 110 кВ.	2x10 МВА	2023
18	Реконструкция ПС 220 кВ Южная (г. Воронеж) с заменой автотрансформатора 200/110/10 кВ мощностью 200 МВА, автотрансформатора 220/110/10 кВ мощностью 135 МВА, 135 МВА, автотрансформатора 220/110/35 кВ мощностью 20 МВА, двух трансформаторов 110/35/6 кВ мощностью 20 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 20 МВА на два трансформатора 110/6 кВ мощностью 40 МВА, трансформатора 110/35 кВ мощностью 10 МВА с увеличением трансформаторной мощности на 30 МВА до 590 МВА и установкой двух БСК 110 кВ мощностью 54,5 Мвар	220 кВ: 2x250 МВА 110 кВ: 2x40 МВА 10 МВА 2x54,5 Мвар	2024
19	Строительство ПС 110 кВ с установкой двух силовых трансформаторов напряжением 110/10 кВ мощностью 63 МВА каждый, основных устройств РПН (мощность устанавливаемых силовых трансформаторов уточнить при проектировании); Реконструкция ВЛ 110 кВ Придонская – Павловск-4 № 1 с отпайками и ВЛ 110 кВ Придонская – Павловск-4 № 2 с отпайками со строительством двух отпайчных ЛЭП 110 кВ до ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с образованием двухцепной ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2, II цепь с отпайками; Реконструкция ПС 110 кВ Бутурлиновка-2 с установкой двух линейных ячеек 110 кВ для подключения ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2, II цепь с отпайками; Строительство двух отпайчных ЛЭП 110 кВ от ВЛ 110 кВ Придонская – Бутурлиновка-2, II цепь с отпайками до новой ПС 110 кВ.	2x63 МВА, 2x80 км, 2 яч. 110 кВ, 2x0,5 км	2024

Условия обозначения

Символ	Назначение
—	ВЛ 110 кВ
—	Теле- и радиосвязь
—	КЛ 110 кВ
—	ВЛ 220 кВ
—	ВЛ 330 кВ
—	ВЛ 500 кВ
—	Двухцепная ВЛ
—	ПС 900 кВ
—	ПС 330 кВ
—	ПС 220 кВ
—	ПС 110/35/6 кВ
—	ПС 110/10 кВ
—	Автоматиз. ПС 110/35/6 кВ
—	Автоматиз. ПС 110/10 кВ
—	АЭС
—	ТЭС

СХЕМА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ ВОРОНЕЖСКОЙ ОБЛАСТИ НА 2021-2025 ГОДЫ
КАРТА-СХЕМА РАЗМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ПОДСТАНЦИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И ВЫШЕ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ГОРОДА ВОРОНЕЖА

Разработанный перечень электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемый к вводу (реконструкции) в 2020-2025 годах

№ п/п	Наименование проекта (строительство/реконструкция/проектирование)	Параметры	Планируемая дата окончания работ
1	Строительство ПС 110 кВ ТК Воронежской	125 МВА	2020
2	Строительство ВЛ 110 кВ Бобров - ТК Воронежской	153,7 км	2020
3	Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Бобров	1 ячейка	2020
4	Строительство ПС 110 кВ Спутник	2x40 МВА, 2x110 кВ	2020
5	Строительство ПС 110 кВ Южная	2x40 МВА, 2x110 кВ	2020
6	Строительство ПС 110 кВ Южная - Парковая №1.2	2x40 МВА, 2x110 кВ	2021
7	Установка двух новых ячеек 110 кВ на ПС 220 кВ Южная	2 ячейки	2021
8	Строительство ПС 110 кВ Отрадное	2x40 МВА	2021
9	Установка одной ячейки 110 кВ на ПС 220 кВ Липая	1 ячейка	2021
10	Строительство ПС 110 кВ Отрадное	2x40 МВА	2021
11	Строительство ПС 110 кВ Отрадное	2x40 МВА	2021
12	Строительство ПС 110 кВ Отрадное	2x40 МВА	2021
13	Строительство ПС 110 кВ Отрадное	2x40 МВА	2021
14	Строительство ПС 110 кВ Отрадное	2x40 МВА	2021



Условные обозначения

Электросетевые объекты	Электросетевые объекты	
	Существующие	Намечаемые
ВЛ 110 кВ	—	---
ВЛ в 2-цепном исполнении	—	—
КЛ 110 кВ	—	—
ВЛ 220 кВ	—	—
ВЛ 330 кВ	—	—
ВЛ 500 кВ	—	—
Демонтируемая ВЛ	—	—
ПС 500 кВ	●	●
ПС 330 кВ	●	●
ПС 220 кВ	●	●
ПС 110/35/10-6 кВ	●	●
ПС 110/10-6 кВ	●	●
Абонентские ПС 110/35/10-6 кВ	●	●
Абонентские ПС 110/10-6 кВ	●	●
ТЭС	■	■