



ПОСТАНОВЛЕНИЕ

АДМИНИСТРАЦИИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

28 апреля 2022 года

г. Липецк

№ 204

Об утверждении Схемы и программы
развития электроэнергетики
Липецкой области на 2023 – 2027 годы

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

Утвердить Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области на 2023 – 2027 годы (приложение).

Глава администрации
Липецкой области

И.Г. Артамонов

Приложение
к постановлению администрации
Липецкой области «Об утверждении
Схемы и программы развития
электроэнергетики Липецкой области
на 2023 – 2027 годы»

Схема и программа развития электроэнергетики
Липецкой области на 2023 – 2027 годы

РЕФЕРАТ

ЛИПЕЦКАЯ ОБЛАСТЬ, ЭНЕРГОСИСТЕМА, ПОТРЕБЛЕНИЕ МОЩНОСТИ, ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, БАЛАНСЫ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ПРИСОЕДИНЕНИЕ, РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ, РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, РАСЧЕТЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АНАЛИЗ ЗАГРУЗКИ ЦЕНТРОВ ПИТАНИЯ, КАРТА-СХЕМА.

Цель работы – разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры для обеспечения устойчивого социально-экономического роста Липецкой области, повышения доступности энергетической инфраструктуры, развития генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию, вырабатываемую в комбинированном цикле, развития конкуренции на рынке электроэнергии (мощности), формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики, синхронизации развития магистральных и распределительных электрических сетей.

В работе сформированы расчетные математические модели энергосистемы на период до 2027 года. Разработаны балансы мощности и электрической энергии. Проведены расчеты нормальных, ремонтных и послеаварийных электрических режимов работы электрической сети энергосистемы Липецкой области. На основании балансовых и электрических расчётов, анализа загрузки центров питания энергосистемы Липецкой области, расчетов токов короткого замыкания определен перечень объектов, на которых имеется вероятность выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений, в электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на период 2023 – 2027 годов. Предложены мероприятия по их устранению.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ.....	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 Общая характеристика региона	11
2 Анализ существующего состояния электроэнергетики Липецкой области за прошедший пятилетний период	23
2.1 Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Липецкой области	23
2.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области и структура электропотребления	25
2.3 Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в регионе	27
2.4 Динамика изменения максимума нагрузки и резерв мощности крупных центров питания за последние пять лет.....	28
2.4.1 Динамика изменения максимума нагрузки за последние пять лет	28
2.4.2 Резерв мощности крупных центров питания за последние пять лет	29
2.5 Анализ максимума нагрузки за последние три года и выводы о наличии резерва мощности центров питания 35 кВ и выше.....	30
2.5.1 Анализ максимума нагрузки центров питания 35–110 кВ.....	30
2.5.2 Анализ загрузки центров питания в отчетном году 220 кВ и выше энергосистемы Липецкой области.....	35
2.6 Анализ потерь электрической энергии в электрических сетях энергосистемы за отчетный период.....	39
2.7 Структура установленной электрической мощности на территории Липецкой области	41
2.8 Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям.....	42
2.9 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности.....	43
2.10 Характеристика балансов электрической энергии и мощности.....	44
2.10.1 Фактический баланс электроэнергии	44
2.10.2 Фактический баланс мощности	45
2.11 Динамика основных показателей энерго– и электроэффективности по Липецкой области	47
2.12 Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Липецкой области	48
2.12.1 Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства 220 кВ и 500 кВ.....	50
2.12.2 Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства 110 кВ.....	51
2.12.3 Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства 35 кВ.....	55
2.13 Основные внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области ..	57
2.14 Характеристика новых центров питания (построены за последние 10 лет)	60
2.15 Анализ режима работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на основе отчетных данных по результатам зимних и летних контрольных замеров..	60
3 Особенности и проблемы функционирования энергосистемы Липецкой области.....	64
3.1 Показатели, характеризующие электросетевой комплекс Липецкой области ...	64

3.2 Анализ текущего состояния и рекомендации по переустройству электросетевых объектов 35 кВ и выше	66
3.2.1 Анализ текущей загрузки центров питания 35–110 кВ.....	66
3.2.2 Анализ существующей загрузки ЛЭП 35–110 кВ.....	66
3.2.3 Анализ уровней напряжения в электрической сети 35 кВ и выше	66
3.2.4 Рекомендации по переустройству электросетевых объектов 35–110 кВ в соответствии с техническим состоянием основного оборудования.....	66
4 Основные направления развития электроэнергетики Липецкой области.....	74
4.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Липецкой области.....	74
4.2 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2027 года.....	75
4.2.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности (базовый вариант развития)	75
4.2.2 Прогноз потребления электроэнергии и мощности (региональный вариант развития)	76
4.2.3 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей (базовый вариант развития)	78
4.2.4 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей (региональный вариант развития)	80
4.3 Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций.....	83
4.4 Детализация электропотребления и максимума нагрузки с выделением потребителей.....	85
4.5 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области.....	86
4.5.1 Планируемый вывод генерирующих мощностей из эксплуатации	86
4.5.1 Планируемый ввод генерирующих мощностей.....	86
4.6 Перспектива изменения установленной мощности в энергосистеме Липецкой области	86
4.7 Прогноз возможных объемов развития энергетики Липецкой области на основе ВИЭ и местных видов топлива	87
4.7.1 Перспективы развития ветроэнергетики региона.....	87
4.7.2 Перспективы развития солнечной энергетики региона	88
4.7.3 Перспективы развития малой гидроэнергетики региона	90
4.7.4 Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства региона	91
4.8 Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на период до 2027 года	93
4.8.1 Общая оценка балансовой ситуации (базовый вариант развития)	93
4.8.2 Общая оценка балансовой ситуации (региональный вариант развития)	95
4.9 Развитие электрической сети напряжением 35 кВ и выше.....	96
4.9.1 Расчет электроэнергетических режимов работы электрической сети с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Липецкой области (базовый вариант развития)	97
4.9.2 Анализ перспективной загрузки центров питания 35–110 кВ (базовый вариант развития)	110
4.9.3 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 500–220 кВ	144
4.9.4 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 110 кВ	154
4.9.5 Расчет электроэнергетических режимов работы электрической сети с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Липецкой области	

с учетом мероприятий по ограничению уровней токов короткого замыкания при нормативном возмущении (базовый вариант развития)	163
4.9.6 Анализ баланса реактивной мощности (базовый вариант развития)	167
4.9.7 Уточнение перечня энергорайонов (элементов сети) с высоким риском выхода параметров режима за область допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше.....	172
4.9.8 Расчет электроэнергетических режимов работы электрической сети с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Липецкой области (региональный вариант развития)	172
4.9.9 Анализ перспективной загрузки центров питания 35 кВ и выше (региональный вариант развития)	178
4.9.10 Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (базовый вариант развития)	189
4.9.11 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и ниже (базовый вариант развития)	206
4.9.12 Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (региональный вариант развития)	207
4.9.13 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и ниже (региональный вариант развития)	211
4.10 Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на год выполнения СиПР и пятилетнюю перспективу	211
5 Основная характеристика теплоэнергетики региона.....	212
5.1 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения, структура потребления тепловой энергии по Липецкой области, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных	212
5.2 Динамика потребления топлива в Липецкой области за прошедший пятилетний период	223
5.3 Прогноз потребления тепловой энергии в Липецкой области до 2027 года.....	226
5.4 Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Липецкой области в топливе до 2027 года	231
5.5 Прогноз развития теплосетевого хозяйства Липецкой области.....	234
6 Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям.....	237

Приложение А. Карта-схема электрических сетей 35 кВ, 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на 2022 год.....

Приложение Б. Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на пятилетнюю перспективу до 2027 года. Базовый вариант развития

Приложение В. Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на пятилетнюю перспективу до 2027 года. Региональный вариант развития....

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

АДТН	–	аварийно допустимая токовая нагрузка
Акт ТО	–	акт технического освидетельствования
АО	–	акционерное общество
АОПО	–	автоматика ограничения перегрузки оборудования
АПК	–	агропромышленный комплекс
АТ	–	автотрансформатор
АЭС	–	атомная электростанция
ВИЭ	–	возобновляемые источники энергии
ВЛ	–	воздушная линия электропередачи
ВН	–	обмотка высшего напряжения
ВРП	–	валовый региональный продукт
ГРЭС	–	государственная районная электростанция
ГТРС	–	газотурбинной расширительной станции
ГТУ	–	газотурбинная установка
ГЭС	–	гидроэлектростанция
ДДН	–	длительно допустимая нагрузка
ДДТН	–	длительно допустимая токовая нагрузка
ЕНЭС	–	единая национальная (общероссийская) электрическая сеть
ЕЭС России	–	единая энергетическая система России
ЗАО	–	закрытое акционерное общество
ИТС	–	индекс технического состояния трансформаторного оборудования
КВЛ	–	кабельно-воздушная линия
КЗ	–	короткозамыкатель
КЛ	–	кабельная линия
ЛЭП	–	линия электропередачи
МГЭС	–	малая гидроэлектростанция
НН	–	обмотка низшего напряжения
ОАО	–	открытое акционерное общество
ОД	–	отделитель
ООО	–	общество с ограниченной ответственностью
ОЭЗ	–	особая экономическая зона
ОЭЗ РУ	–	особая экономическая зона регионального уровня
ОЭС Центра	–	объединенная энергетическая система Центра
ОЭС Юга	–	объединенная энергетическая система Юга
ПАО	–	публичное акционерное общество
ПМЭС	–	предприятий магистральных электрических сетей
ПС	–	электрическая подстанция
РУ	–	распределительное устройство
СиПР	–	схема и программа развития электроэнергетики Липецкой области на 2023–2027 годы
СиПР ЕЭС 2022–2028 гг.	–	Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы
СН	–	обмотка среднего напряжения
СРМ	–	схемно-режимное мероприятие

СШ	–	система шин
Т	–	трансформатор
ТГ	–	турбогенератор
ТОР	–	токоограничивающий реактор
ТП	–	технологическое присоединение
ТУ	–	технические условия
ТЭС	–	теплоэлектростанция
ТЭ	–	теплоэлектроцентраль
УТЭЦ	–	утилизационная теплоэлектроцентраль
ЦП	–	центр питания
ШР	–	шунтирующий реактор
$I_{\text{АдТН}}$	–	аварийно допустимый ток
$I_{\text{ддТН}}$	–	длительно допустимый ток
$I_{\text{ном}}$	–	номинальный ток
$I_{\text{откл.ном}}$	–	номинальный ток отключения выключателя
$K_{\text{пер}}$	–	коэффициент допустимой длительной перегрузки
$K_{\text{Т}}$	–	коэффициент трансформации
$S_{\text{ном}}$	–	номинальная мощность
$\Delta S^{\text{ТУ}}$	–	объем присоединяемой нагрузки в соответствии с действующими техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих установок потребителей к электрическим сетям
$\Delta S^{\text{ТУ+РП}}$	–	объем присоединяемой нагрузки в соответствии с: действующими техническими условиями на технологическое присоединение энергопринимающих установок потребителей к электрическим сетям, перспективными проектами в рамках регионального прогноза, поданными в установленном порядке в сетевые организации заявки на технологическое присоединение к электрическим сетям потребителей электрической энергии
$\Delta S_{\text{срм}}$	–	объем переводимой нагрузки на другие центры питания
$U_{\text{ном}}$	–	номинальное напряжение

ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области на 2023–2027 годы являются:

- Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- необходимость обеспечения сетевых компаний актуальной информацией для формирования своих инвестиционных программ.

Основными целями выполнения работы по разработке схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области на 2023–2027 годы являются:

- разработка предложений по развитию сетевой инфраструктуры для обеспечения устойчивого социально-экономического роста Липецкой области, повышения доступности энергетической инфраструктуры, развития генерирующих мощностей для обеспечения удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию (мощность) и тепловую энергию, вырабатываемую в комбинированном цикле, развития конкуренции на рынке электроэнергии (мощности);
- формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики, синхронизации развития магистральных и распределительных электрических сетей.

Основные задачи:

- разработка предложений по скоординированному развитию объектов генерации (с учетом демонтажей), магистральных и распределительных электросетевых объектов номинальным классом 35 кВ, 110 кВ и выше по энергосистеме Липецкой области на 2023–2027 годы;
- разработка предложений по развитию электрических сетей на территории Липецкой области на 2023–2027 годы для обеспечения их надежного функционирования в долгосрочной перспективе;
- разработка технико-экономических обоснований строительства (реконструкции) электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше распределительного сетевого комплекса Липецкой области;
- стимулирование использования возобновляемых источников энергии;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса.

Формирование СиПР выполнено в соответствии с:

- Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;

- Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- Федеральным законом от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» с учетом требований к региональным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности;
- Правилами устройства электроустановок (издание седьмое), утвержденными приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204;
- Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 № 229;
- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2003. № 281;
- Требованиями к перегрузочной способности трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на объектах электроэнергетики, и ее поддержанию, утвержденными приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81;
- Требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 г. № 630;
- Правилами технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденными постановлением Правительства РФ от 13.08.2018 № 937.

Разработка СиПР выполнена с учетом:

- Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года;
- Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы;
- схемы территориального планирования Российской Федерации в области энергетики;
- схемы территориального планирования Липецкой области и его муниципальных образований в области энергетики;
- стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации;
- ежегодного отчета о функционировании Единой национальной электрической сети России и данных мониторинга исполнения схем и программ перспективного развития электроэнергетики;
- схем выдачи мощности электростанций, выполненных проектными организациями (при их наличии);
- схем внешнего электроснабжения потребителей, выполненных проектными организациями (при их наличии);

- программ социально-экономического развития и схемы территориального планирования районов и населённых пунктов Липецкой области, реализованных и планируемых к реализации на расчетный период с разбивкой по годам;
- фактических нагрузок максимума и минимума летнего и зимнего контрольного замера;
- прогноза спроса на электрическую энергию и мощность, в том числе по основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории Липецкой области;
- предложений Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ по развитию энергосистемы Липецкой области, в том числе по перечню новых электрических станций и электросетевых объектов и их размещению, а также по мероприятиям, направленным на устранение энергоузлов (энергорайонов) на территории энергосистемы, в которых при расчетных условиях прогнозируется недопустимое изменение параметров электроэнергетического режима;
- предложений сетевых, генерирующих организаций и органов исполнительной власти Липецкой области по развитию электрических сетей и объектов генерации на территории Липецкой области;
- национального стандарта Российской Федерации 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»;
- утвержденных в установленном порядке в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 01.12.2009 № 977 действующих редакциях инвестиционных программ субъектов электроэнергетики и сетевых организаций;
- национального стандарта Российской Федерации ГОСТ Р 52735–2007 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ»;
- документов территориального планирования Липецкой области и органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов, при необходимости согласованные Правительством Российской Федерации и уполномоченными федеральными органами исполнительной власти;
- иных сведений, необходимых для разработки СиПР, включая статистические наблюдения.

1 Общая характеристика региона

Липецкая область была образована указом Президиума Верховного Совета СССР от 6 января 1954 года из районов четырёх соседних областей.

В состав области были включены:

– от Воронежской области – город Липецк, Боринский, Водопьяновский, Грачевский, Грязинский, Дмитришевский, Добринский, Липецкий, Молотовский, Талицкий, Усманский, Хворостянский и Хлевенский районы;

– от Орловской области – город Елец, Волынский, Долгоруковский, Елецкий, Задонский, Измалковский, Краснинский, Становлянский, Чернавский и Чибисовский районы;

– от Рязанской области – Березовский, Воскресенский, Данковский, Добровский, Колыбельский, Лебединский, Лев-Толстовский, Троекуровский, Трубетчинский и Чаплыгинский районы;

– от Курской области – Больше-Полянский, Воловский и Тербунский районы.

Географическое положение

Липецкая область расположена в центральной части европейской территории России на пересечении важнейших транспортных магистралей страны, в 370 км на юг от Москвы. Липецкая область граничит с Воронежской, Курской, Орловской, Тульской, Рязанской, Тамбовской областями.

Территория области

Площадь Липецкой области составляет 24,05 тыс. км² – 0,14% от территории Российской Федерации. По этому показателю область занимает 72 место в России и последнее среди пяти регионов Центрально-Чернозёмного экономического района.

Протяженность области:

– с севера на юг – 200 км,

– с запада на восток – 150 км.

Общая протяженность границ – 900 км.

Климат

Климат Липецкой области умеренно континентальный с теплым летом и умеренно холодной зимой. Средняя температура воздуха самого холодного месяца (января) составляет -8,2°С мороза, а наиболее теплого (июля) составляет 18,1 °С тепла. Количество выпавших осадков в январе в среднем составили 31 мм, или 85% по отношению к норме, в июле данный показатель составил 62 мм, или 82% по отношению к норме. Две трети осадков выпадает в виде дождя, одна треть – в виде снега.

Население

В таблице 1 и на рисунке 1 представлена информация по численности населения Липецкой области по последним актуальным данным, опубликованным 1 января 2020 года, на предшествующий пятилетний период и на 2000 год.

Таблица 1 – Динамика изменения численности населения Липецкой области

Год	Все население. тыс. чел.	В том числе, тыс. чел.		В общей численности населения (%)	
		городское	сельское	городское	сельское
Численность населения на 1 января					
2000	1233,7	789,3	444,4	64,0%	36,0%
2017	1156,2	742,2	414	64,2%	35,8%
2018	1150,2	740,3	409,9	64,4%	35,6%
2019	1144	738,3	405,8	64,5%	35,5%
2020	1139,5	736,4	403,0	64,6%	35,4%
2021	1128,2	729	399,2	64,6%	35,4%
2021 в % к 2020	99,60%	99,0%	99,1%	100,0%	100,1%

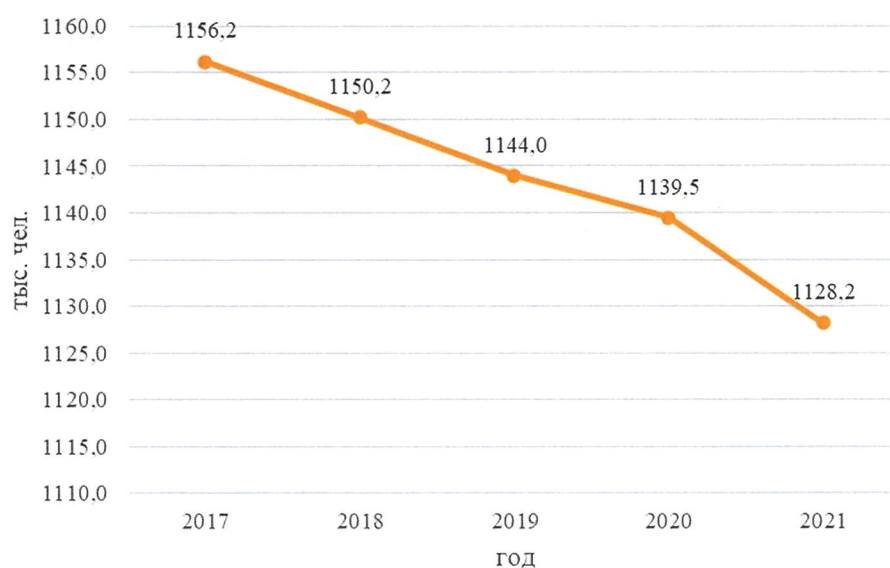


Рисунок 1 – Динамика численности населения Липецкой области

Численность населения области на 1 января 2021 года составила 1128,2 тыс. человек. По сравнению с 2020 годом население области уменьшилось на 11,3 тыс. человек.

Липецкая область включает в себя 312 муниципальных образований, в том числе:

- два города областного подчинения, образующие Липецкий городской округ и Елецкий городской округ;
- восемнадцать муниципальных районов:
 - Воловский;
 - Грязинский;

- Данковский;
- Добринский;
- Добровский;
- Долгоруковский;
- Елецкий;
- Задонский;
- Измалковский;
- Краснинский;
- Лебедянский;
- Лев-Толстовский;
- Липецкий;
- Становлянский;
- Тербунский;
- Усманский;
- Хлевенский;
- Чаплыгинский.
- Шесть городских поселений;
- Двести восемьдесят шесть сельских поселений.

Города Липецкой области:

- Липецк (население 503 216 чел.) – административный, промышленный, культурный и курортный центр области, расположенный на берегах реки Воронеж;
- Елец (население 101 306 чел.) – старинный город с героической историей, богатыми духовными и культурными традициями. Имеет развитую промышленность. Расположен на берегах реки Быстрой Сосны при впадении в неё реки Ельчик;
- Грязи (население 46 415 чел.) – перекресток крупных железнодорожных магистралей с севера на юг и с запада на восток, обеспечивающих доступ к рынкам центральных и отдаленных регионов России и стран СНГ. Расположен на реке Матыре в 20 км к юго-востоку от Липецка;
- Данков (население 18 558 чел.) – название города произошло от входившего в Рязанское княжество древнего города Донков, который был разрушен монголо-татарами. Сейчас на том месте находится село Стрешнево Данковского района. В 1796–1804 и 1924–1958 годах не имел статуса города. Нынешний статус – с 1959 года;
- Лебедянь (население 19 031 чел.) – в городе действуют несколько машиностроительных и пищеперерабатывающих предприятий, в том числе крупнейший в России производитель соков – ОАО «Экспериментально-консервный завод Лебедянский»;
- Усмань (население 19 396 чел.) – из промышленных предприятий города следует отметить завод литейного оборудования (ООО «Литмашприбор»), мебельную фабрику, швейную фабрику, хлебокомбинат;
- Чаплыгин (население 11 674 чел.) – основную долю занимает пищевая промышленность, она представлена такими предприятиями, как ООО «Агрохим»,

ООО «Чаплыгинмолоко», ЗАО «Раненбургское», крахмальным заводом и др. Машиностроение представлено ООО «Чаплыгинский завод агрегатов» (тракторные агрегаты, фильтрующие элементы);

– Задонск (население 9 447 чел.) – слобода, давшая начало Задонску, возникает на левобережье речки Тешевки около 1610 года, в связи с основанием Тешевского (Задонского) Богородицкого мужского монастыря, как вотчинное его владение. В городе работают хлебокомбинат, цех мясопереработки и завод по розливу минеральной воды.

Природные ресурсы

Самыми распространенными почвами в Липецкой области являются черноземы. Типичные мощные черноземы занимают 16% пашни, а остальное приходится на выщелоченные и оподзоленные черноземы, а также темно-серые и серые лесные почвы.

Растительный покров Липецкой области представляет собой сочетание двух типов растительности: лесной и степной. Площадь лесов составляет 227,9 тыс. га (9,5% территории). В основном это небольшие по площади дубравы, сосново-широколиственные, березовые, осиновые и ольховые леса. Животный мир на территории области довольно разнообразный.

В Липецкой области существует сеть особо охраняемых природных территорий, которая включает два государственных заповедника: «Галичья Гора» с сохранившейся доледниковой флорой и часть Воронежского заповедника, 21 заказник (6 зоологических, 1 биологический, 14 ландшафтных) и 145 памятников природы регионального значения, а также 20 ООПТ местного значения.

Липецкая область богата разнообразными полезными ископаемыми. Большое хозяйственное значение имеют доломиты, известняки, глины, пески и торф. Широкой известностью пользуются липецкие минеральные источники и лечебные грязи.

Транспорт

Транспортный комплекс Липецкой области представлен предприятиями железнодорожного, автомобильного и воздушного транспорта.

Липецкая область располагает развитой сетью железных дорог. Густота железнодорожных путей на 10000 кв. км: по Липецкой области составляет 314 км путей.

Основные виды грузов, перевозимых по территории Липецкой области: черные металлы, промышленное сырье, строительные грузы, флюсы, цемент, огнеупорные материалы, удобрения, химикаты, сельскохозяйственная продукция.

За 2021 год погрузка на железнодорожном транспорте составила 25,8 млн тонн, или 103% к показателям 2020 года (25 млн тонн).

Функции перевозчика в пригородном железнодорожном сообщении с 2011 года осуществляет АО «ППК «Черноземье». Отношения региона с ОАО «РЖД», Юго-Восточной железной дорогой и пригородной компанией АО «ППК

«Черноземье» строятся на основе соглашений о взаимодействии и сотрудничестве, а также соответствующих договоров.

В 2021 году на территории Липецкой области курсировало 30 пригородных поездов по 9 маршрутам.

В 2021 году введено в эксплуатацию после строительства и реконструкции 17,68 км автомобильных дорог общего пользования регионального значения, в том числе по объектам:

- реконструкция автомобильной дороги «Липецк – Данков» на участке км 19+750 – км 23+800 в Липецком районе – 4,115 км;
- реконструкция автомобильной дороги «Липецк – Данков» на участке км 25+800 – км 28+064 в Липецком районе – 2,198 км;
- реконструкция автомобильной дороги «Слепуха – примыкание к автодороге Большая Боевка – Долгоруково» в Долгоруковском районе – 6,4975 км;
- строительство автомобильной дороги «Восточный обход промышленной зоны г. Липецка» в Грязинском районе Липецкой области, 2-я очередь строительства, 2 этап – 4,87 км.

В рамках проводимой работы, в целях соблюдения условий предоставления субсидий из федерального бюджета, установленных государственной программой Российской Федерации «Развитие энергетики», в регионе принят ряд нормативно-правовых актов, в том числе порядок предоставления субсидий из областного бюджета юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям, выполняющим работы по переоборудованию транспортных средств на использование природного газа (метана) в качестве моторного топлива, в целях возмещения недополученных доходов в связи с предоставлением лицами, выполняющими переоборудование, скидки владельцам транспортных средств на указанные работы.

В 2021 году 8 сервисов, выполняющих работы по переоборудованию транспортных средств на использование природного газа (метана) в качестве моторного топлива, утверждены в качестве получателей вышеуказанных субсидий.

Всего в 2021 году на территории Липецкой области переоборудовано на газомоторное топливо с предоставлением скидки 519 единиц автотранспорта.

В 2019 году начато исполнение национального проекта «Безопасные и качественные автомобильные дороги», сроком реализации на 6 лет. Целью национального проекта является приведение в нормативное состояние автомобильных дорог общего пользования регионального значения в нормативное состояние и доведение доли автомобильных дорог регионального значения, соответствующих нормативным требованиям к 2024 году до 48,5 % (на конец 2021 года доля автомобильных дорог регионального значения, соответствующих нормативным требованиям – 40,03 %).

В 2021 году из Липецкого аэропорта выполнялись авиарейсы по маршрутам «Липецк – Москва», «Липецк – Санкт-Петербург», «Липецк – Минеральные Воды», «Липецк – Казань», «Липецк – Сочи», «Липецк – Симферополь», «Липецк – Анапа», «Липецк – Калининград», а также осуществлялись полеты в Таджикистан и Египет.

В отчетном периоде областным государственным казенным предприятием «Липецкий аэропорт» обеспечено выполнение 1622 авиарейсов, что на 70,1% больше, чем в соответствующем периоде 2020 года, в том числе:

- 1167 регулярных авиарейсов, в 2 раза больше, чем за 2020 год;
- 455 чартерных авиарейсов, на 19% больше, чем за 2020 год.

За отчетный период областное государственное казенное предприятие «Липецкий аэропорт» обслужено 158534 авиапассажира, что в 3,5 раза больше, чем за 2020 год.

Промышленность

Липецкая область является промышленно развитым регионом.

По объему экспорта Липецкая область занимает 3 место среди регионов ЦФО (после Москвы, Московской) и 16-е место среди регионов Российской Федерации (в 2020 г. – 23-е место). Доля несырьевых неэнергетических товаров в общем объеме экспорта региона составляет 99,74%.

В структуре экспорта Липецкой области доля изделий из черных металлов составляет 89%, продовольственных товаров и сырья – 8%, машиностроительной продукции – 2%, продукции топливно-энергетического комплекса – 0,6%.

В структуре импорта Липецкой области представлена машиностроительная продукция – 47,1%, изделия из металлов – 17,5%, химическая продукция – 19,1%, продовольственные товары и сырье – 10,2%.

В целях развития внешнеэкономической деятельности и формирования эффективной инфраструктуры поддержки экспорта в Липецкой области реализуется региональный проект «Системные меры развития международной кооперации и экспорта» национального проекта «Международная кооперация и экспорт», показателем исполнения которого является внедрение Регионального экспортного стандарта 2.0 (далее – Стандарт). Указанный Стандарт направлен на создание условий для развития экспорта в регионе и состоит из пятнадцати инструментов. На конец 2021 года в Липецкой области внедрены двенадцать инструментов. Мероприятия по внедрению Стандарта будут полностью завершены к середине 2022 года.

В 2021 году в рамках пилотного проекта в регионе создана управленческая команда по развитию экспорта и разработана программа «Развитие экспорта в Липецкой области на период до 2024 года».

В особой экономической зоне промышленно-производственного типа «Липецк» зарегистрированы 59 резидентов с объемом заявленных инвестиций 180,6 млрд руб. Среди них компании из России, Австрии, Бельгии, Германии, Италии, Нидерландов, Сингапура, США, Швейцарии, Японии и других стран.

На территории ОЭЗ «Липецк» на грязинской и елецкой площадках построены и осуществляют деятельность 27 современных заводов. Объем произведенной продукции резидентами составил 191 млрд руб., в том числе в 2021 году – 42,9 млрд руб.

В 2021 году введено в эксплуатацию предприятие по подработке семян сахарной свеклы ООО «Семенной завод КВС» (Германия).

В 2021 году новыми резидентами ОЭЗ «Липецк» стали две компании с планируемым объемом инвестиций 36,3 млрд руб. и созданием 1049 рабочих мест:

– ООО «ММК «Новотранс» (Россия) с инвестиционным проектом по производству цельнокатаных железнодорожных колес, основанным на принципах «зеленой металлургии». Объем производства составит 400 тыс. колес для грузовых железнодорожных вагонов в год. Продукция предприятия будет использоваться, прежде всего, на вагоноремонтных заводах «Новотранс». Инвестиции в проект составят 31,7 млрд рублей. В рамках реализации проекта будет создано более 1000 рабочих мест;

– ООО «Хэш Мейкер» (Россия) с инвестиционным проектом по созданию Центра обработки данных на территории ОЭЗ ППТ «Липецк». Проектом предполагается ведение технико-внедренческой деятельности с ориентацией на глобальный рынок ИТ-услуг на основе технологии цифровой обработки и распределенного хранения данных. В рамках проекта будет также производиться внедрение программного обеспечения по мониторингу и управлению мобильными Дата-центрами и вычислительным оборудованием. Инвестиции в проект составят 4,6 млрд рублей. В рамках реализации проекта будет создано 49 рабочих мест.

В 2022 году на территории ОЭЗ ППТ «Липецк» запланировано торжественное открытие:

– завода по производству пенополиуретана ООО «Эгида» на грязинской площадке;

– завода по производству средств защиты растений ООО «Сингента Продакшн» на елецкой площадке.

В ОЭЗ РУ промышленно-производственного типа (далее – ОЭЗ РУ ППТ) по состоянию на 31.12.2021 г. зарегистрировано 7 участников, которыми создано 1911 рабочих мест.

В 2022 году запланировано торжественное открытие:

– центра по переработке и реализации сельскохозяйственной продукции ООО «Агробитхолд» в селе Тербуны;

– завода по переработке масличных культур ООО «ЧЕРКИЗОВО-МАСЛА» в городе Ельце.

Сельское хозяйство

Сельское хозяйство является одной из ведущих системообразующих сфер экономики Липецкой области.

Почти 80%, а это 1917,6 тыс. га, территории области занимают земли сельскохозяйственного назначения, из них на 1773,6 тыс. га расположены сельскохозяйственные угодья, из которых 1449,1 тыс. га занято пашней, 21 тыс. га многолетними насаждениями, 77 тыс. га сенокосами, 226,4 тыс. га пастбищами.

В собственности граждан находится 718 тыс. га, в собственности юридических лиц – 695 тыс. га, в государственной и муниципальной собственности – 504,6 тыс. га.

Сельское хозяйство области специализируется на возделывании зерновых и масличных культур, сахарной свеклы, картофеля, плодов, овощей открытого и защищенного грунта, на производстве мяса, молока, яиц.

Основополагающей отраслью сельского хозяйства является растениеводство, которое на сегодняшний день набрало хороший темп развития и сохраняет стабильность производства большинства сельскохозяйственных культур.

Несмотря на непростые погодные условия, которые сложились в 2021 году для большинства сельхозкультур, валовой сбор по отдельным из них превысил уровень 2020 года.

В 2021 году Липецкая область с показателем 166 тыс. тонн (на 15% выше уровня 2020 г.) сохранила лидирующую позицию в Российской Федерации по производству овощей в закрытом грунте, крупнейшими производителями которых в регионе являются ООО «ТК «Елецкие овощи», ООО «Овощи Черноземья», ООО «ТК «ЛипецкАгро».

Второй по значимости (после растениеводства) отраслью сельского хозяйства является животноводство.

За 2021 год в хозяйствах всех категорий Липецкой области произведено 360,57 тыс. тонн скота и птицы на убой в живом весе, что составило 93% к уровню 2020 года, в том числе в сельскохозяйственных организациях 335,0 тыс. тонн.

В 2021 году отрасль молочного скотоводства вели более 60 сельскохозяйственных предприятий и крестьянских (фермерских) хозяйств, производственных кооперативов.

Продолжается работа по технической и технологической модернизации животноводства – вышли на проектную мощность молочные комплексы ООО «КолоСС» (3500 голов коров в Липецком и Задонском районах), ООО «МИЛК-АГРОИНВЕСТ» приступило к реконструкции ранее законсервированного молочного комплекса на 1000 голов коров в с. Топки Лев-Толстовского района. С целью повышения квалификации кадров молочного скотоводства на территории области организованы два учебных центра – «Школа действия» (ООО «ТРИО» Тербунского района) и Молочная бизнес академия (ООО «Вербиловское» на территории Липецкого района).

С целью дальнейшего наращивания производства свинины на территории области продолжается выход на проектную мощность построенных и модернизированных свиноводческих комплексов.

В целом по региону за 2021 год производство свинины составило 148,8 тыс. тонн мяса свиней на убой в живом весе, из них в сельскохозяйственных предприятиях – 141,1 тыс. тонн.

Вышли на проектную мощность введенные в эксплуатацию в 2018 году свиноводческие площадки ООО «ЧЕРКИЗОВО–СВИНОВОДСТВО» в Добровском и Тербунском районах.

Проведена реконструкция и модернизация свиноводческого комплекса ООО «Введено» Измалковского района.

За последние годы птицеводство в регионе превратилось в хорошо оснащенную высокорентабельную отрасль, признанную удовлетворять все возрастающие потребности населения в ценных продуктах питания – яйце и мясе птицы. В настоящее время на территории региона действуют 35 производственных площадок (птицефабрик), в том числе 32 мясного направления.

ЗАО ПТФ «Задонская», в целях увеличения конкурентоспособности предприятия, в мае – июле 2021 г. проведена реконструкция птицеводческих помещений и замена технологического оборудования с полной остановкой производства. В августе 2021 г. началась посадка молодняка индейки в птичники, реализация птицы на убой возобновилась в октябре 2021 г.

Значительный вклад в аграрную экономику Липецкой области вносят малые формы хозяйствования, которые представлены 1014 крестьянскими (фермерскими) хозяйствами, 438 индивидуальными предпринимателями, 670 сельскохозяйственными потребительскими кооперативами (в том числе 359 снабженческо-сбытовыми и перерабатывающими), объединяющими 62,4 тыс. членов, и 188,5 тыс. личных подсобных хозяйств, осуществляющих сельхозпроизводство.

Кроме того, одновременно с наращиванием объемов производства сельхозпродукции с помощью грантовой поддержки в 2021 году грантополучателями – фермерами и кооперативами созданы 68 новых рабочих мест.

Одной из стратегических отраслей экономики, призванной обеспечивать устойчивое снабжение населения необходимыми по количеству и качеству продуктами питания, является пищевая и перерабатывающая промышленность.

На учете в статистическом регистре хозяйствующих субъектов области по видам экономической деятельности «Производство пищевых продуктов» состоит 297 крупных, средних и малых предприятий, «Производство напитков» – 59, «Производство табачных изделий» – 2, общей среднесписочной численностью работающих порядка 18 тыс. человек.

По сравнению с 2020 годом выросли объемы производства субпродуктов пищевых (на 5,2%), консервов мясных (на 52,9%), филе рыбного, мяса рыбы прочего охлажденного (на 26,5%), масла рапсового (на 19,%), продуктов кисломолочных (на 7,1%), сметаны (на 28,6%), мороженого (на 7,2%), изделий хлебобулочных длительного хранения (на 38,2%), дрожжей (на 9%), воды питьевой, напитков безалкогольных для детского питания (на 6,4%), продукции для детского питания на зерновой основе (на 52%), продукции мясной для детского питания (на 13,6%), пива (на 1,7%), солода (на 10,7%). Увеличилось также производство табачных изделий на 55,2%.

Продукция, выпускаемая предприятиями агропромышленного комплекса Липецкой области, не только в полном объеме покрывает внутреннюю региональную потребность, но и позволяет поставлять продукцию как на внутренний рынок, так и на экспорт.

Экспорт продукции агропромышленного комплекса занимает второе место во внешнеторговом обороте экономики региона после экспорта продукции черной металлургии.

На сегодняшний день в АПК Липецкой области реализуется более 30 инвестиционных проектов с общим объемом инвестиций более 112 млрд рублей.

В 2021 году в сфере АПК реализовано 12 инвестиционных проектов, в результате реализации которых создано порядка 300 рабочих мест.

– ООО ТК «Елецкие овощи» ввело в эксплуатацию 5 этап теплиц по производству овощей в закрытом грунте (салаты) на площади 3,5 га. Срок реализации 2019–2021 годы, объем инвестиций – 1290,77 млн рублей.

– ООО «Сельхозинвест» на территории с. Урицкое Тербунского района реализовало инвестиционный проект по строительству плодохранилища мощностью 6,5 тысяч тонн хранения. Срок реализации 2017–2021 годы, объем инвестиций 200 млн рублей.

– АО «Куриное царство» в с. Новоникольское Данковского района осуществило строительство площадки компостирования. Срок реализации 2021 год, объем инвестиций 150,0 млн рублей.

– ООО «Ивово» на территории Липецкого района закончило строительство мощностей для подработки, хранения и перевалки зерновых и масличных культур мощностью 10 тысяч тонн хранения. Срок реализации 2021 год, объем инвестиций 100,0 млн рублей.

– ООО «Германский семенной Альянс» на территории Хлевенского района завершило строительство селекционно–семеноводческой станции мощностью 3 тысячи семян в год. Срок реализации 2018–2021 годы, объем инвестиций 195 млн рублей.

– ООО «Либойл» в с. Сенцово Липецкого района провело модернизацию производства с целью увеличения мощности по переработке масличных культур с увеличением до 1000 тонн в сутки. Срок реализации 2020–2021 годы, объем инвестиций 370 млн рублей.

– ООО «Липецкий кролик» на территории ОЭЗ РУ АПТ «Хлевное» реализовало проект по строительству кролиководческого комплекса общей производительностью 540 тонн мяса кролика. Срок реализации 2016–2021 годы, объем инвестиций 523 млн рублей.

– ООО «Николосс» на территории с. Вешаловка Липецкого района реализовало инвестиционный проект по строительству зверофермы по выращиванию норки, мощностью 110 тысяч голов. Срок реализации 2019–2021 годы, объем инвестиций 220 млн рублей.

– ЗАО «АФ им. 15 лет Октября» в с. Троекурово Лебедянского района построено плодохранилище на 7,2 тысячи тонн хранения. Срок реализации 2021 год, объем инвестиций 650 млн рублей.

– ООО «Агроном-Сад» на территории Лебедянского района закончило строительство первого и второго этапа логистического комплекса по хранению и обработке яблок мощностью 25 тысяч тонн единовременного хранения. Современное высокотехнологичное фруктохранилище полного цикла будет включать зону экспедиции, калибровки, упаковки и хранения продукции. Объем инвестиций 4,2 млрд рублей.

– ООО «Агрофирма ТРИО» ввело в эксплуатацию селекционно-семеноводческий центр на территории с. Дубовец Долгоруковского района. Объем инвестиций составил 300 млн рублей.

– ООО «ИстАгроДон» в 2021 году провело тестовый пуск первого производственного участка завода по производству пребиотиков, сырьём для которых служит топинамбур. Первая очередь сделает возможным производство инулина и олигофруктозы в форме сиропов. Вложенный объем инвестиций более 1,8 млрд рублей. После запуска второй очереди начнут выпускать инулин и олигосахариды в форме кристаллического порошка, не только для обеспечения производителей широкого круга пищевых изделий на внутреннем рынке, но и для активной реализации экспортного потенциала данной продукции. К строительству второй очереди завода по переработке топинамбура приступили в 2022 году. Планируется вложить дополнительно 1,8 млрд рублей.

Строительство

Строительный комплекс Липецкой области – это более 2,6 тысяч предприятий различных форм собственности и около 2 тысяч индивидуальных предпринимателей, где трудятся 20 тысяч человек, что составляет приблизительно 7% от общего числа работающего населения.

Темпы жилищного строительства в Липецкой области на протяжении последних лет остаются одними из самых высоких в Российской Федерации. Плановые показатели по вводу жилья федерального проекта «Жилье» выполняются в полном объеме. Липецкая область входит в восьмерку лидеров по показателю ввод жилья на душу населения в регионе.

Индивидуальное жилье в муниципальных образованиях и городских поселениях Липецкой области занимает наибольшую долю по сравнению с многоквартирными домами. Объем ввода индивидуального жилищного строительства составляет до 70 % от общего объёма.

В настоящее время в Липецкой области отсутствуют территории, с застройщиками которых заключены договоры о комплексном освоении под индивидуальное жилищное строительство. В то же время осуществляется комплексное развитие территорий, предназначенных для отдельных категорий

граждан – многодетных семей, получивших земельные участки для строительства жилья.

Электроэнергетика

Перечень территориальных сетевых организаций Липецкой области:

- Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»;
- ООО «Техноинжиниринг»;
- АО «Липецкое торгово-промышленное объединение»;
- Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение «Трансэнерго-филиала ОАО «РЖД»;
- ООО «ЛТК «Свободный Сокол»;
- ООО «Лонгричбизнес»;
- АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»;
- ООО «Первая сетевая компания»;
- Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» на территории Липецкой области.

Гарантирующие поставщики:

- ОАО «Липецкая энергосбытовая компания»;
- ООО «Новое Информационно-технологичное Энергосбережение»;

Поставщики электрической энергии (субъекты ОРЭМ) на территории Липецкой области, деятельность которых не подлежит государственному регулированию:

- ПАО «НЛМК»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- АО «Газпром энергосбыт»;
- ООО «Межрегионсбыт»;
- ООО «Энергосбытовая компания ОЭЗ экономической зоны «Липецк»;
- ООО «ГРИНН Энергосбыт»;
- ООО «Русэнергосбыт»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «МагнитЭнерго»;
- АО «Мосэнергосбыт»;
- ООО «АгроЭнергоСбыт»;
- ОАО «ЭСК РусГидро»;
- АО «АтомЭнергоСбыт»;
- ООО «РН-энерго»;
- ООО «НЭК».

Липецкая область, наряду с Тамбовской и Воронежской областями, входит в зону обслуживания Верхне-Донского предприятий магистральных электрических сетей (далее – ПМЭС). В эксплуатации Верхне-Донского ПМЭС находятся линии электропередачи и подстанции напряжением 220 и 500 кВ.

2 Анализ существующего состояния электроэнергетики Липецкой области за прошедший пятилетний период

2.1 Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Липецкой области

Энергосистема Липецкой области функционирует в составе ОЭС Центра, входит в операционную зону Филиала АО «СО ЕЭС» Липецкое РДУ и граничит с энергосистемами, входящими:

1. В состав ОЭС Центра:
 - энергосистема Тамбовской области;
 - энергосистема Рязанской области;
 - энергосистема Воронежской области;
 - энергосистема Орловской области;
 - энергосистема Брянской области;
 - энергосистема Курской области;
 - энергосистема Тульской области.
2. В состав ОЭС Юга:
 - энергосистема Волгоградской области.

При этом через ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС осуществляется связь как с Воронежской, так и с Волгоградской энергосистемами.

Основное производство и реализацию электроэнергии на территории Липецкой области осуществляет генерирующая компания – участник оптового рынка электроэнергии и мощности – филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация». Перечень электростанций филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»:

- Липецкая ТЭЦ-2;
- Елецкая ТЭЦ;
- Данковская ТЭЦ.

Также на территории Липецкой области производство электроэнергии осуществляют электростанции других промышленных предприятий:

- ТЭЦ ПАО «НЛМК»;
- УТЭЦ ПАО «НЛМК»;
- ГТРС ПАО «НЛМК»;
- ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»;
- ТЭЦ ПАО «Добринский сахарный завод»;
- ТЭЦ ОАО «Лебедянский сахарный завод»;
- ТЭЦ ЗАО «Грязинский сахарный завод»;
- ТЭЦ АО «Аврора» «Боринский сахарный завод»;
- ТЭЦ АО «Аврора» «Хмелинецкий сахарный завод»;

- ТЭЦ сахарного завода в г. Елец;
- Мини ТЭЦ ООО «ТК ЛипецкАгро».

В таблице 2 представлена сводная информация по энергосистеме Липецкой области за 2021 год: количеству электростанций, установленной мощности электростанций, объеме выработки и потребления электрической энергии и мощности и сальдо-перетоков.

Таблица 2 – Сводные данные по производству и потреблению в энергосистеме Липецкой области

Параметр	Ед. изм.	Значение
Количество электростанций	шт.	14
Установленная мощность электростанций	МВт	1133
Потребление электроэнергии	млн кВт·ч	13868,1
Собственный максимум мощности	МВт	2162
Выработка электроэнергии	млн кВт·ч	5783,7
Сальдо-перетоков	млн кВт·ч	8084

Электросетевые компании, осуществляющие централизованное электроснабжение потребителей на территории Липецкой области, представлены ниже:

- Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»;
- Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»;
- Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению.

Гарантирующие поставщики – субъекты оптового рынка, осуществляющие централизованное электроснабжение потребителей на территории Липецкой области – представлена ниже:

- ОАО «ЛЭСК»;
- ООО «НОВИТЭН».

Также на территории Липецкой области электроснабжение потребителей осуществляют другие поставщики электрической энергии:

- ПАО «НЛМК»;
- ООО «Русэнергоресурс»;
- АО «Газпром энергосбыт»;
- ООО «Межрегионсбыт»;
- ООО «Энергосбытовая компания ОЭЗ экономической зоны «Липецк»;
- ООО «ГРИНН Энергосбыт»;
- ООО «Русэнергосбыт»;
- ООО «Транснефтьэнерго»;
- ООО «МагнитЭнерго»;

- АО «Мосэнергосбыт»;
- ООО «АгроЭнергоСбыт»;
- ОАО «ЭСК РусГидро»;
- АО «АтомЭнергоСбыт»;
- ООО «РН-энерго»;
- ООО «НЭК».

К субъектам оптового рынка, функционирующим на территории Липецкой области, относится крупный потребитель – ПАО «НЛМК».

2.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области и структура электропотребления

Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области за последние 5 лет представлена в таблице 3 и на рисунке 2.

Таблица 3 – Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области, млн кВт·ч

Показатель/год	2017	2018	2019	2020	2021
Липецкая область	12 545,9	13 008,2	12 884,4	13 173,2	13 868,1
Прирост, %	-	3,7	-1,0	2,2	5,3
Потери ЕНЭС	353,6	360,5	326,0	411,2	371,1
СН ТЭЦ	345,4	362,8	372,8	381,8	388,7
Крупные потребители – субъекты ОРЭ	7 610,6	8 028,6	7 983,0	8 120,3	8 478,7
Гарантирующие поставщики	4 236,3	4 256,3	4 202,6	4 259,8	4 629,7

В 2021 году потребление электроэнергии энергосистемы Липецкой области составило 13868,1 млн кВт·ч с приростом 5,3% (694,9 млн кВт·ч) относительно 2020 года. Суммарно за последние 5 лет годовое потребление электроэнергии энергосистемы Липецкой области увеличилось на 1322,2 млн кВт·ч (10,5 % относительно 2017 года).

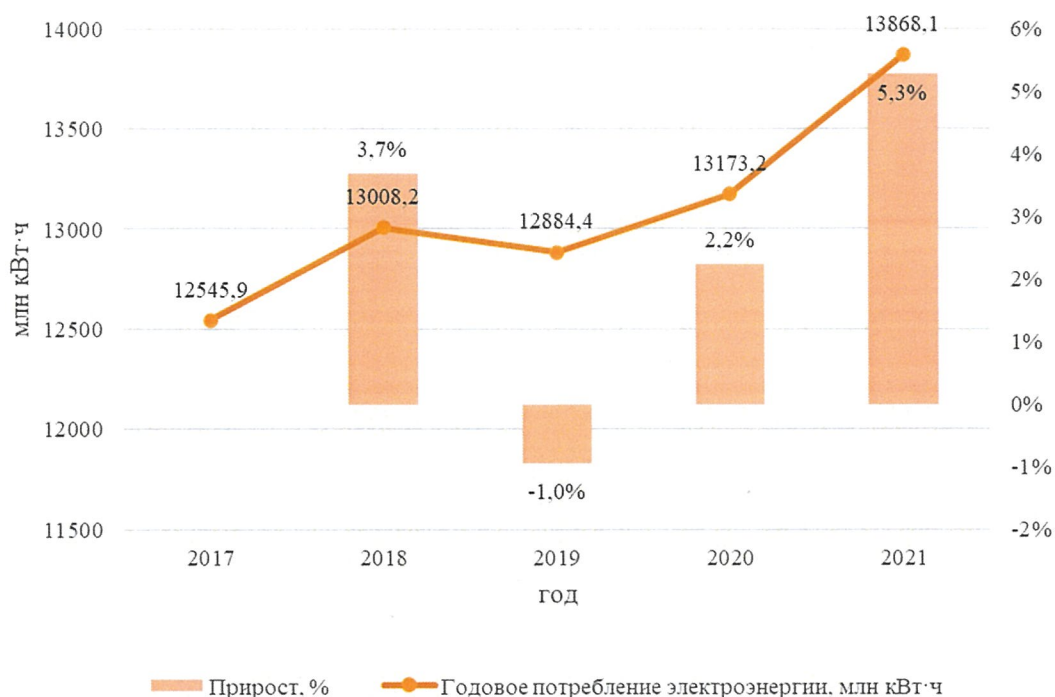


Рисунок 2 – Динамика потребления электроэнергии в Липецкой области за отчетный период

В таблице 4 представлена структура электропотребления по видам экономической деятельности за 2017–2021 гг. На рисунке 3 представлена структура электропотребления по видам экономической деятельности в процентном соотношении.

Таблица 4 – Структура электропотребления субъекта РФ по видам экономической деятельности за 2017–2021 гг., млн кВт·ч

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
Промышленное производство	7901,9	8312,6	8053	8358	9223,7
Сельское хозяйство	208,7	261,4	465,5	709	813,1
Бытовое потребление (потребление электрической энергии населением)	1116,1	1097,7	1114	1126	1154
Прочие потребители	1845,5	1875,4	1819	1530,2	1209
Потери в электрических сетях	905,6	898,5	842	842,4	882,9
Потери ЕНЭС	353,6	360,5	326	411,2	371,1
Собственные нужды электростанций филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»	215,4	211,1	193,1	196,4	214,2
Всего	12545,9	13008,2	12884,4	13173,2	13868,1

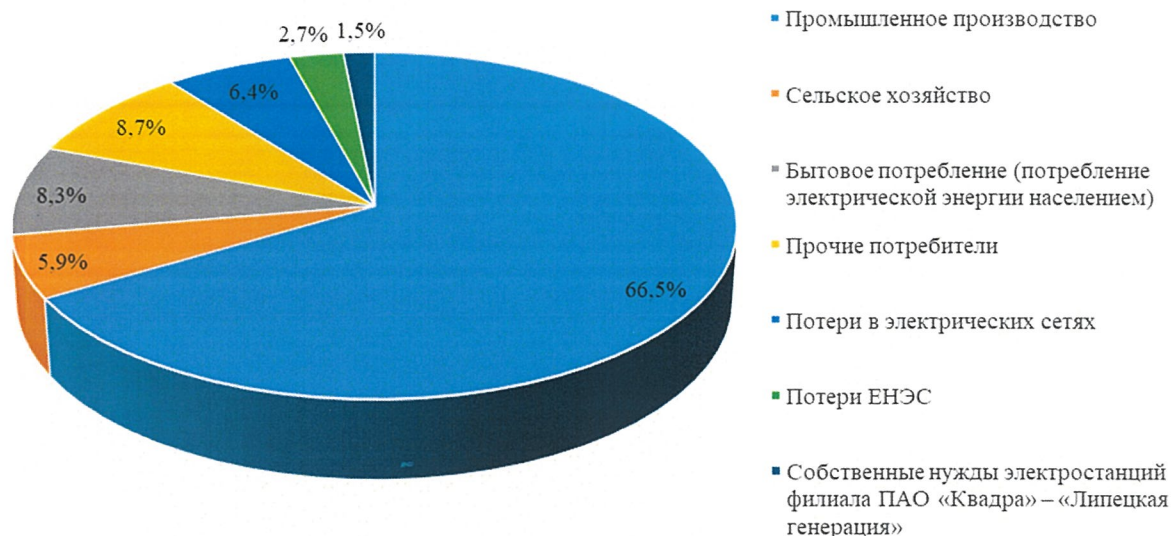


Рисунок 3 – Структура электропотребления субъекта РФ по видам экономической деятельности за 2017–2021 гг.

2.3 Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в регионе

Перечень основных крупных потребителей электрической энергии в Липецкой области с указанием потребления электрической энергии и мощности за последние 5 лет представлен в таблице 5 и на рисунке 4.

Таблица 5 – Основные крупные потребители электрической энергии в Липецкой области

Крупный потребитель	ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
ПАО «НЛМК»	млн кВт·ч	6715	6934	6534	6703	6905
	МВт	917	925	920	927	979
	% к области	53,5	53,3	51,0	50,9	49,8
АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	млн кВт·ч	167,3	207,2	229,2	220,7	246,3
	МВт	19	22	26	26	26
	% к области	1,3	1,6	1,8	1,7	1,8
ООО «ТК Елецкие овощи»	млн кВт·ч	21,8	145,9	257,3	392,1	471,4
	МВт	13	55	120	141	140
	% к области	0,2	1,1	2,0	3,0	3,4
ООО «ТК ЛипецкАгро»	млн кВт·ч	47	119,3	144,1	169,7	226,5
	МВт	40	48	50	77	77
	% к области	0,4	0,9	1,1	1,3	1,6
ООО «Овощи Черноземья»	млн кВт·ч	3,8	97	137,4	203,5	351,5
	МВт	12	43	60	98	126
	% к области	0,03	0,7	1,1	1,5	2,5

Крупный потребитель	ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
ОАО «РЖД» в границах Липецкой области	млн кВт·ч	321,5	340,6	322,6	289,5	310,8
	МВт	50	50	50	50	50
	% к области	2,6	2,6	2,5	2,2	2,2
Итого крупные потребители области	млн кВт·ч	7381,5	7897,5	7695,7	7979	8512
	МВт	996	1101	1177	1319	1398
	% к области	58,8	60,7	60,1	60,6	61,4

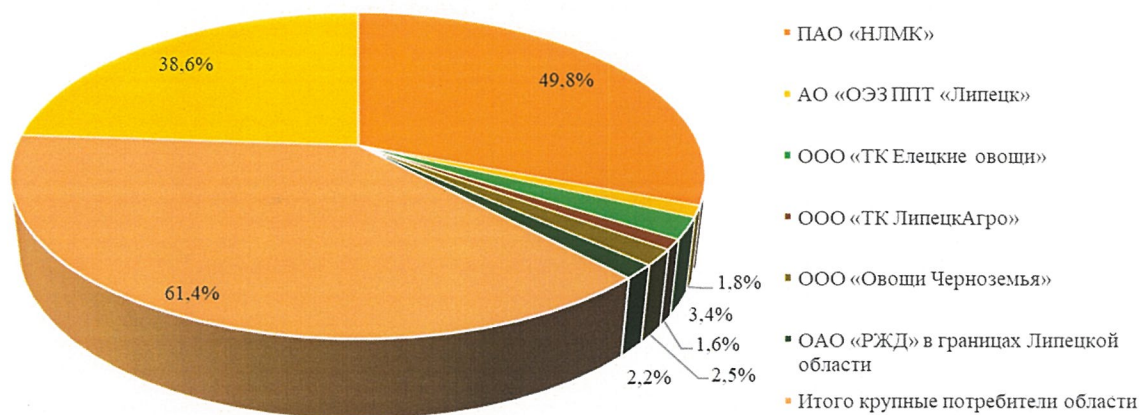


Рисунок 4 – Основные крупные потребители электрической энергии в Липецкой области

Согласно таблице 5 потребление электроэнергии ПАО «НЛМК» оказывает основное влияние на изменение динамики потребления электроэнергии Липецкой области. Остальные потребители показывают гораздо меньшую динамику роста или снижения, не оказывающую заметного влияния на изменение общего потребления по области.

2.4 Динамика изменения максимума нагрузки и резерв мощности крупных центров питания за последние пять лет

2.4.1 Динамика изменения максимума нагрузки за последние пять лет

Динамика изменения максимума нагрузки в энергосистеме Липецкой области за последние 5 лет представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
Потребность (собственный максимум), МВт	1809	1928	1925	2086	2162
Прирост, %	-	6,58	-0,17	8,40	3,60

В 2021 году собственный максимум нагрузки энергосистемы Липецкой области составил 2162 МВт с приростом 3,6% (76 МВт) относительно 2020 года. Суммарно за последние 5 лет собственный максимум нагрузки энергосистемы Липецкой области увеличился на 353 МВт (19,5% относительно 2017 года).

На рисунке 5 в графическом виде представлена динамика изменения максимума нагрузки в энергосистеме Липецкой области за последние 5 лет.

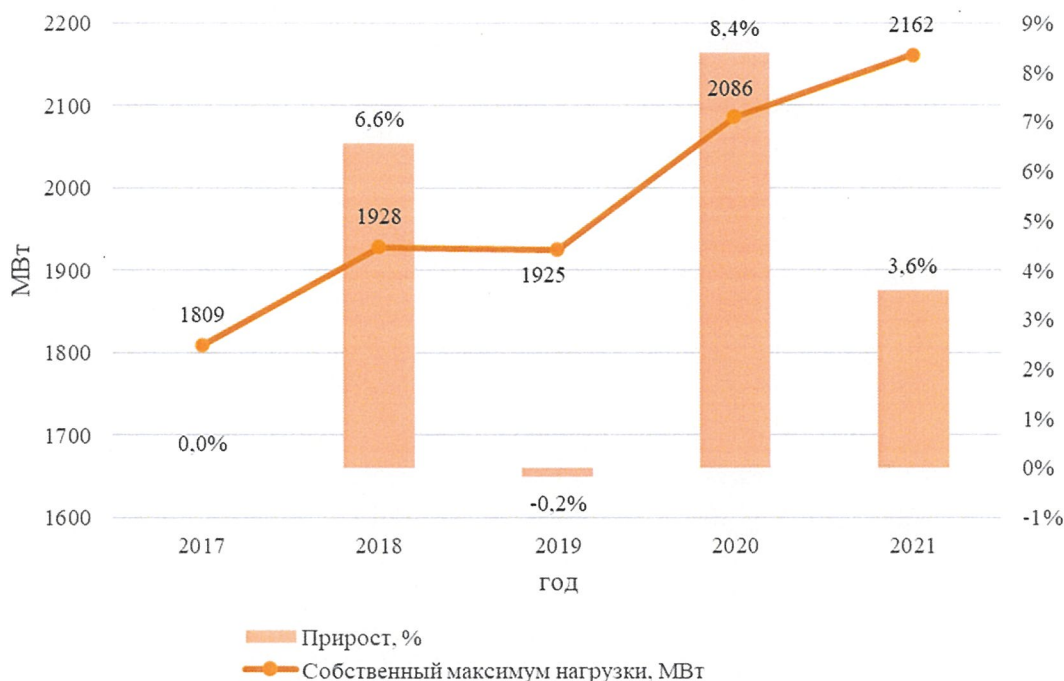


Рисунок 5 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Липецкой области за последние 5 лет

2.4.2 Резерв мощности крупных центров питания за последние пять лет

Питание наиболее крупного энергоузла – энергопринимающих установок ПАО «НЛМК» – от электрической сети 220 кВ осуществляется от ПС 220 кВ Северная, ПС 220 кВ Metallургическая и ПС 220 кВ Новая. С учетом максимума нагрузки этих центров питания за последние 5 лет для зимнего и летнего периода в нормальном режиме соответственно составили:

- ПС 220 кВ Metallургическая – 252,5 МВА и 294,7 МВА;
- ПС 220 кВ Новая – 225,1 МВА и 212,2 МВА;
- ПС 220 кВ Северная – 164,7 МВА и 175,5 МВА.

С учетом длительной допустимой нагрузки трансформаторного оборудования на указанных центрах питания резерв мощности для зимнего и летнего периодов соответственно составляет:

- ПС 220 кВ Metallургическая – 57% и 42% от ДДТН;
- ПС 220 кВ Новая – 48% и 42% от ДДТН;
- ПС 220 кВ Северная – 74% и 69% от ДДТН.

2.5 Анализ максимума нагрузки за последние три года и выводы о наличии резерва мощности центров питания 35 кВ и выше

2.5.1 Анализ максимума нагрузки центров питания 35–110 кВ

Данные о текущей загрузке и текущем резерве центров питания 35 кВ и выше на основании максимальной нагрузки по данным контрольных замеров в зимний и летний периоды за последние 3 года представлены в таблицах 7 и 8. Цветом обозначено отсутствие резерва мощности на центре питания. Расчеты текущей загрузки центра питания и текущего резерва мощности выполнялись с учетом следующих условий:

– Коэффициенты допустимой длительной перегрузки ($k_{пер}$) трансформаторов 110 кВ приняты на основании официальных данных собственников оборудования и в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 81.

– Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов 35 кВ и трансформаторов 110 кВ мощностью менее 5 МВА приняты на основании официальных данных собственников оборудования и в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.01.2003 № 6.

– Возможность перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие центры питания для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима и данные об индексе технического состояния приняты на основании официальных данных собственника оборудования.

Таблица 7 – Загрузка и текущий резерв центров питания Филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

Наименование центра питания	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДДН ЦП в режиме N-1, МВА		Нагрузка, переводимая на другие ЦП $\Delta S_{срм}$, МВА	Загрузка ЦП с учётом СРМ, МВА		Текущий резерв мощности ЦП, МВА $S_{рез, тек}$, МВА
	лето	зима	лето	зима		лето	зима	
ПС 110 кВ Агрегатная	11,19	12,51	15,76	18,58	0,96	10,23	11,55	5,52
ПС 110 кВ Волово	2,36	2,91	9,81	11,72	0,18	2,18	2,73	7,63
ПС 110 кВ Гороховская	10,77	16,20	15,70	18,58	4,80	5,97	11,40	7,18
ПС 110 кВ Долгоруково	5,83	7,36	6,20	7,38	1,89	3,94	5,47	1,92
ПС 110 кВ Донская	6,41	6,63	9,84	11,72	1,92	4,49	4,71	5,35
ПС 110 кВ Западная	11,54	17,15	39,24	45,19	0,36	11,18	16,79	28,06
ПС 110 кВ Измалково	3,73	8,63	9,81	11,72	0,70	3,03	7,93	3,79
ПС 110 кВ Кашары	2,58	2,36	6,20	7,31	0,40	2,18	1,96	4,02
ПС 110 кВ Лукошкино	2,52	0,73	2,63	2,63	0,29	2,23	0,44	0,39
ПС 110 кВ Набережное	2,62	3,44	6,20	7,31	0,75	1,87	2,69	4,33
ПС 110 кВ Табак	7,68	5,74	15,70	18,58	1,60	6,08	4,14	9,62
ПС 110 кВ Тербунский гончар	6,26	9,22	29,79	31,25	0,00	6,26	9,22	22,03
ПС 110 кВ Тербуны	10,23	10,95	9,81	11,72	1,00	9,23	9,95	0,58
ПС 35 кВ II-е Тербуны	1,04	1,32	2,63	2,63	0,00	1,04	1,32	1,30
ПС 35 кВ Авангард	1,73	2,39	4,20	4,20	0,65	1,08	1,74	2,46
ПС 35 кВ Аврора	1,58	1,88	2,63	2,63	0,35	1,23	1,53	1,10
ПС 35 кВ Афанасьево	1,39	1,75	2,63	2,63	0,00	1,39	1,75	0,88
ПС 35 кВ Большая Боевка	0,29	0,29	2,63	2,63	0,05	0,24	0,24	2,39
ПС 35 кВ Бабарыкино	0,58	0,87	2,63	2,63	0,31	0,27	0,56	2,07
ПС 35 кВ Борки	1,03	1,81	2,63	2,63	0,00	1,03	1,81	0,82
ПС 35 кВ Васильевка	0,58	0,76	2,63	2,63	0,05	0,53	0,71	1,92
ПС 35 кВ Веселое	0,64	0,18	2,63	2,63	0,03	0,61	0,15	2,02

Наименование центра питания	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДДН ЦП в режиме N-1, МВА		Нагрузка, переводимая на другие ЦП $\Delta S_{срм}$, МВА	Загрузка ЦП с учётом СРМ, МВА		Текущий резерв мощности ЦП, МВА $S_{рез, тек}$, МВА
	лето	зима	лето	зима		лето	зима	
ПС 35 кВ Воронеж	1,21	1,86	4,20	4,20	0,30	0,91	1,56	2,64
ПС 35 кВ Восточная	4,83	5,85	10,50	10,50	1,30	3,53	4,55	5,95
ПС 35 кВ Гатище	0,42	0,48	2,63	2,63	0,00	0,42	0,48	2,15
ПС 35 кВ Гнилуша	1,77	2,94	6,62	6,62	0,30	1,47	2,64	3,98
ПС 35 кВ Голиково	1,51	1,28	1,68	1,68	0,00	1,51	1,28	0,17
ПС 35 кВ Грызлово	0,63	0,75	2,63	2,63	0,20	0,43	0,55	2,08
ПС 35 кВ Жерновное	0,44	0,48	2,63	2,63	0,02	0,42	0,46	2,16
ПС 35 кВ Задонск-сельская	1,76	2,22	3,36	3,36	0,00	1,76	2,22	1,14
ПС 35 кВ Захаровка	0,35	0,45	2,63	2,63	0,10	0,25	0,35	2,27
ПС 35 кВ Казаки	1,11	1,59	4,20	4,20	0,00	1,11	1,59	2,61
ПС 35 кВ Казачье	0,79	0,82	2,63	2,63	0,00	0,79	0,82	1,80
ПС 35 кВ Каменка	0,68	0,87	2,63	2,63	0,00	0,68	0,87	1,75
ПС 35 кВ Кириллово	0,39	0,59	2,63	2,63	0,30	0,09	0,29	2,34
ПС 35 кВ Князево	0,36	0,41	2,63	2,63	0,00	0,36	0,41	2,21
ПС 35 кВ Колесово	2,60	2,74	6,62	6,62	0,30	2,30	2,44	4,17
ПС 35 кВ Красная Пальна	0,47	0,70	3,36	3,36	0,27	0,20	0,43	2,93
ПС 35 кВ Красотыновка	0,57	0,74	2,63	2,63	0,00	0,57	0,74	1,88
ПС 35 кВ Ксизово	0,19	0,27	2,63	2,63	0,00	0,19	0,27	2,35
ПС 35 кВ Ламское	1,03	1,27	2,63	2,63	0,18	0,85	1,09	1,53
ПС 35 кВ Лебяжье	0,18	0,24	1,68	1,68	0,00	0,18	0,24	1,44
ПС 35 кВ Ломовец	0,38	0,44	1,68	1,68	0,00	0,38	0,44	1,24
ПС 35 кВ Озерки	0,13	0,18	2,63	2,63	0,00	0,13	0,18	2,45
ПС 35 кВ Ольшанец	0,86	1,39	2,63	2,63	0,00	0,86	1,39	1,24
ПС 35 кВ Панкратовка	0,87	1,08	2,63	2,63	0,05	0,82	1,03	1,59
ПС 35 кВ Плоское	2,33	2,92	4,20	4,20	0,64	1,69	2,28	1,92
ПС 35 кВ Преображение	0,32	0,45	2,63	2,63	0,10	0,22	0,35	2,27
ПС 35 кВ №5	1,35	1,02	3,36	3,36	0,00	1,35	1,02	2,01
ПС 35 кВ Солидарность	1,73	2,79	4,20	4,20	0,70	1,03	2,09	2,11
ПС 35 кВ Стегаловка	0,48	0,89	2,63	2,63	0,20	0,28	0,69	1,94
ПС 35 кВ Талица	1,46	2,03	2,63	2,63	0,60	0,86	1,43	1,19
ПС 35 кВ Тимирязево	1,42	1,91	4,20	4,20	0,20	1,22	1,71	2,49
ПС 35 кВ Тихий Дон	0,37	0,61	4,20	4,20	0,10	0,27	0,51	3,69
ПС 35 кВ Хитрово	1,07	1,04	6,62	6,62	0,00	1,07	1,04	5,54
ПС 35 кВ Чернава	1,42	1,76	2,63	2,63	0,00	1,42	1,76	0,86
ПС 35 кВ Чернолес	0,25	0,36	2,63	2,63	0,00	0,25	0,36	2,27
ПС 35 кВ Яковлево	0,76	1,05	2,63	2,63	0,00	0,76	1,05	1,57
МПС 110 кВ Елецпром	0,45	2,12	29,78	31,25	0,00	0,45	2,12	29,13
ПС 110 кВ Астапово	5,04	6,57	15,76	18,58	4,35	0,69	2,22	15,07
ПС 110 кВ Березовка	2,56	4,20	9,85	11,30	1,75	0,81	2,45	8,85
ПС 110 кВ Компрессорная	6,49	5,68	15,74	18,75	3,20	3,29	2,48	12,45
ПС 110 кВ Круглое	0,47	0,49	2,63	2,63	0,15	0,32	0,34	2,28
ПС 110 кВ Куймань	0,95	1,27	2,63	2,63	0,20	0,75	1,07	1,55
ПС 110 кВ Лебедянь	13,25	23,89	15,70	18,75	4,80	8,45	19,09	-0,34
ПС 110 кВ Лев Толстой	1,09	2,33	9,81	11,72	0,90	0,19	1,43	9,62
ПС 110 кВ Лутошкино	0,18	0,25	2,63	2,63	0,12	0,06	0,13	2,50
ПС 110 кВ Нива	5,99	6,31	9,84	11,72	1,10	4,89	5,21	4,95
ПС 110 кВ Ольховец	0,75	1,31	2,63	2,63	0,10	0,65	1,21	1,41
ПС 110 кВ Рождество	0,43	0,20	29,79	31,25	0,00	0,43	0,20	29,36
ПС 110 кВ Россия	6,49	6,43	15,70	18,75	2,04	4,45	4,39	11,24
ПС 110 кВ Троекурово	2,00	2,76	7,50	7,88	0,45	1,55	2,31	5,56
ПС 110 кВ Химическая	8,18	16,64	15,70	18,08	4,20	3,98	12,44	5,63
ПС 110 кВ Чаплыгин Новая	6,62	10,75	15,74	18,58	0,09	6,53	10,66	7,92
ПС 35 кВ Агроном	1,36	2,49	4,20	4,20	0,15	1,21	2,34	1,86
ПС 35 кВ Большой Верх	0,42	0,72	2,63	2,63	0,00	0,42	0,72	1,91
ПС 35 кВ Большие Избищи	1,16	1,55	2,63	2,63	0,05	1,11	1,50	1,13
ПС 35 кВ Большое Попово	1,09	1,69	2,63	2,63	0,40	0,69	1,29	1,34
ПС 35 кВ Бяргино	0,28	0,29	2,63	2,63	0,21	0,07	0,08	2,54
ПС 35 кВ Бигильдино	0,55	0,98	2,63	2,63	0,36	0,19	0,62	2,01

Наименование центра питания	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДДН ЦП в режиме N-1, МВА		Нагрузка, переводимая на другие ЦП $\Delta S_{срм}$, МВА	Загрузка ЦП с учётом СРМ, МВА		Текущий резерв мощности ЦП, МВА $S_{рез, тек}$, МВА
	лето	зима	лето	зима		лето	зима	
ПС 35 кВ Ведное	0,46	0,60	2,63	2,63	0,25	0,21	0,35	2,28
ПС 35 кВ Воскресеновка	0,39	0,50	1,68	1,68	0,00	0,39	0,50	1,18
ПС 35 кВ Гагарино	0,32	0,38	1,89	1,89	0,17	0,15	0,21	1,68
ПС 35 кВ Головинцино	0,35	0,50	2,63	2,63	0,00	0,35	0,50	2,12
ПС 35 кВ Данков Сельская	3,08	4,08	6,62	6,62	0,62	2,46	3,46	3,15
ПС 35 кВ Долгое	0,18	0,26	2,63	2,63	0,00	0,18	0,26	2,36
ПС 35 кВ Дрезгалово	0,42	0,62	1,68	1,68	0,15	0,27	0,47	1,21
ПС 35 кВ Дубрава	0,19	0,36	2,63	2,63	0,00	0,19	0,36	2,26
ПС 35 кВ Знаменка	0,55	0,59	2,63	2,63	0,00	0,55	0,59	2,03
ПС 35 кВ Каменная Лубна	0,38	0,84	2,63	2,63	0,10	0,28	0,74	1,88
ПС 35 кВ Колыбельская	0,88	1,12	2,63	2,63	0,00	0,88	1,12	1,50
ПС 35 кВ Комплекс	1,59	1,59	4,20	4,20	0,76	0,83	0,83	3,37
ПС 35 кВ Красное	1,92	2,62	4,20	4,20	1,20	0,72	1,42	2,78
ПС 35 кВ Культура	0,46	0,74	2,63	2,63	0,10	0,36	0,64	1,98
ПС 35 кВ Никольское	0,28	0,27	4,20	4,20	0,03	0,25	0,24	3,95
ПС 35 кВ Новополянье	0,47	0,60	2,63	2,63	0,00	0,47	0,60	2,02
ПС 35 кВ Первомайская	0,70	0,85	2,63	2,63	0,34	0,36	0,51	2,12
ПС 35 кВ Пиково	0,48	0,56	2,63	2,63	0,00	0,48	0,56	2,06
ПС 35 кВ Полибино	0,25	0,34	2,63	2,63	0,00	0,25	0,34	2,29
ПС 35 кВ Политово	0,47	0,74	2,63	2,63	0,00	0,47	0,74	1,88
ПС 35 кВ Раненбург	1,02	1,66	1,68	1,68	0,30	0,72	1,36	0,32
ПС 35 кВ Сапрыкино	0,32	0,40	1,68	1,68	0,00	0,32	0,40	1,28
ПС 35 кВ Сергиевка	0,14	0,16	2,63	2,63	0,00	0,14	0,16	2,46
ПС 35 кВ Теплое	0,80	1,03	2,63	2,63	0,75	0,05	0,28	2,35
ПС 35 кВ Топки	0,50	0,50	2,63	2,63	0,12	0,38	0,38	2,24
ПС 35 кВ Троекурово совхозная	2,01	2,30	2,63	2,63	0,60	1,41	1,70	0,93
ПС 35 кВ Хрущево	0,56	0,57	2,63	2,63	0,00	0,56	0,57	2,05
ПС 35 кВ Яблоново	0,61	0,77	2,63	2,63	0,00	0,61	0,77	1,85
МПС 35 кВ Романово	0,56	1,30	4,20	4,20	0,00	0,56	1,30	2,90
ПС 110 кВ Аксай	4,30	7,21	9,84	11,72	0,40	3,90	6,81	4,91
ПС 110 кВ Бугор	19,64	25,02	75,03	78,75	5,00	14,64	20,02	58,73
ПС 110 кВ Верболово	2,60	3,84	6,18	7,38	1,89	0,71	1,95	5,44
ПС 110 кВ Верхняя Матренка	4,30	1,89	6,18	7,38	0,70	3,60	1,19	2,58
ПС 110 кВ Гидрооборудование	4,32	6,49	24,62	29,30	0,00	4,32	6,49	20,30
ПС 110 кВ Гидрооборудование (Т-3)	5,78	8,31	37,53	39,38	5,00	0,78	3,31	36,07
ПС 110 кВ ГПП-2 ЛТЗ	11,35	14,06	61,98	73,14	1,20	10,15	12,86	51,83
ПС 110 кВ Двуречки	2,14	3,18	6,20	7,31	1,43	0,71	1,75	5,49
ПС 110 кВ Добринка	5,22	6,67	9,85	11,72	2,00	3,22	4,67	6,63
ПС 110 кВ Доброе	9,00	18,99	15,76	18,75	4,80	4,20	14,19	4,56
ПС 110 кВ Казинка	11,25	19,74	15,70	18,58	4,80	6,45	14,94	3,63
ПС 110 кВ КПД	6,33	7,70	9,85	11,61	0,00	6,33	7,70	3,52
ПС 110 кВ ЛТП	1,11	2,14	6,18	7,38	0,00	1,11	2,14	5,07
ПС 110 кВ Манежная	3,74	4,26	47,66	50,00	0,50	3,24	3,76	44,42
ПС 110 кВ Никольская	4,63	4,69	6,20	7,38	0,65	3,98	4,04	2,22
ПС 110 кВ Новая Деревня	7,49	9,30	9,85	11,30	3,00	4,49	6,30	5,00
ПС 110 кВ Октябрьская	18,48	23,17	39,24	46,88	0,50	17,98	22,67	21,26
ПС 110 кВ Привокзальная	30,33	36,02	47,66	50,00	1,33	29,00	34,69	15,31
ПС 110 кВ Ситовка	3,02	3,19	9,85	11,72	0,98	2,04	2,21	7,81
ПС 110 кВ Тепличная	2,96	4,53	14,76	17,42	2,35	0,61	2,18	14,15
ПС 110 кВ Трубная-2	3,06	4,66	24,53	28,24	0,00	3,06	4,66	21,47
ПС 110 кВ Университетская	7,89	9,67	47,64	50,00	0,00	7,89	9,67	39,75
ПС 110 кВ Усмань	9,90	15,40	15,74	18,75	4,16	5,74	11,24	7,51
ПС 110 кВ Хворостянка	9,85	12,25	9,84	11,30	1,82	8,03	10,43	0,87
ПС 110 кВ Хлевное	11,10	14,69	15,76	18,75	1,80	9,30	12,89	5,86
ПС 110 кВ Цементная	43,90	49,06	79,17	87,15	1,78	42,12	47,28	37,05
ПС 110 кВ Юго-Западная	31,95	37,97	87,05	96,44	6,85	25,10	31,12	61,95
ПС 110 кВ Южная	32,52	29,92	39,39	46,88	5,20	27,32	24,72	12,07

Наименование центра питания	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДДН ЦП в режиме N-1, МВА		Нагрузка, переводимая на другие ЦП $\Delta S_{\text{срм}}, \text{ МВА}$	Загрузка ЦП с учётом СРМ, МВА		Текущий резерв мощности ЦП, МВА $S_{\text{рез, тек}}, \text{ МВА}$
	лето	зима	лето	зима		лето	зима	
ПС 35 кВ №1	3,60	5,21	4,20	4,20	1,20	2,40	4,01	0,19
ПС 35 кВ №2	1,06	2,03	1,05	1,05	0,00	1,06	2,03	-0,98
ПС 35 кВ №3	2,31	4,68	2,63	2,63	0,00	2,31	4,68	-2,06
ПС 35 кВ №4	3,08	4,15	4,20	4,20	1,20	1,88	2,95	1,25
ПС 35 кВ Березняговка	0,68	0,81	1,68	1,68	0,48	0,20	0,33	1,35
ПС 35 кВ Борино	3,66	5,15	6,62	6,62	0,99	2,67	4,16	2,45
ПС 35 кВ Борисовка	3,94	5,23	4,20	4,20	0,00	3,94	5,23	-1,03
ПС 35 кВ Бочиновка	1,85	2,96	4,20	4,20	0,64	1,21	2,32	1,88
ПС 35 кВ Бутырки	2,72	4,21	5,88	5,88	1,55	1,17	2,66	3,22
ПС 35 кВ Введенка	2,69	4,75	4,20	4,20	0,00	2,69	4,75	-0,55
ПС 35 кВ Вешаловка	0,73	1,01	2,63	2,63	0,00	0,73	1,01	1,62
ПС 35 кВ Водозабор	1,23	1,41	10,50	10,50	0,85	0,38	0,56	9,94
ПС 35 кВ Вперед	0,44	0,71	4,20	4,20	0,00	0,44	0,71	3,49
ПС 35 кВ Грязи-город	4,12	5,24	5,88	5,88	1,50	2,62	3,74	2,14
ПС 35 кВ Грязное	1,20	1,67	4,20	4,20	0,00	1,20	1,67	2,53
ПС 35 кВ Демшинка	0,24	0,35	2,63	2,63	0,00	0,24	0,35	2,28
ПС 35 кВ Дмитриевка	0,87	0,69	2,63	2,63	0,16	0,71	0,53	1,91
ПС 35 кВ Дмитряшевка	0,34	0,50	2,63	2,63	0,00	0,34	0,50	2,12
ПС 35 кВ Дружба	0,00	0,00	5,88	5,88	0,00	0,00	0,00	5,88
ПС 35 кВ Ивановка	0,48	0,78	2,63	2,63	0,00	0,48	0,78	1,84
ПС 35 кВ Каликино	1,70	2,29	3,36	3,36	0,00	1,70	2,29	1,07
ПС 35 кВ Карамышево	0,43	0,74	10,50	10,50	0,00	0,43	0,74	9,76
ПС 35 кВ Карьер	0,00	0,00	4,20	4,20	0,00	0,00	0,00	4,20
ПС 35 кВ Княжья Байгора	0,68	0,86	1,68	1,68	0,31	0,37	0,55	1,13
ПС 35 кВ Конь-Колодезь	1,64	2,18	2,63	2,63	0,00	1,64	2,18	0,45
ПС 35 кВ Красная Дубрава	0,77	1,00	2,63	2,63	0,10	0,67	0,90	1,72
ПС 35 кВ Куликово	0,36	0,57	2,63	2,63	0,00	0,36	0,57	2,05
ПС 35 кВ Курино	0,79	1,05	2,63	2,63	0,00	0,79	1,05	1,58
ПС 35 кВ Лебедянка	0,42	0,70	2,63	2,63	0,00	0,42	0,70	1,93
ПС 35 кВ Малей	0,41	0,90	2,63	2,63	0,20	0,21	0,70	1,92
ПС 35 кВ Матгара	2,72	3,80	3,36	3,36	0,96	1,76	2,84	0,52
ПС 35 кВ Московка	0,51	0,61	1,68	1,68	0,06	0,45	0,55	1,13
ПС 35 кВ Мясокомбинат	2,06	2,75	6,62	6,62	0,58	1,48	2,17	4,44
ПС 35 кВ Негачевка	0,36	0,42	2,63	2,63	0,00	0,36	0,42	2,21
ПС 35 кВ Новодубовое	0,87	1,17	2,63	2,63	0,00	0,87	1,17	1,46
ПС 35 кВ Новониколаевка	1,26	0,80	4,20	4,20	0,00	1,26	0,80	2,94
ПС 35 кВ Новочеркутино	1,13	1,49	4,20	4,20	0,18	0,95	1,31	2,89
ПС 35 кВ Паршиновка	0,32	0,50	1,68	1,68	0,00	0,32	0,50	1,18
ПС 35 кВ Пашково	0,95	1,37	2,63	2,63	0,62	0,33	0,75	1,87
ПС 35 кВ Песковатка	0,36	0,97	1,68	1,68	0,00	0,36	0,97	0,71
ПС 35 кВ Петровская	0,66	1,05	2,63	2,63	0,14	0,52	0,91	1,72
ПС 35 кВ Плавица	0,72	1,04	1,68	1,68	0,16	0,56	0,88	0,80
ПС 35 кВ Поддубровка	1,46	1,98	2,63	2,63	0,40	1,06	1,58	1,04
ПС 35 кВ Правда	0,30	0,45	2,63	2,63	0,35	0,00	0,10	2,52
ПС 35 кВ Пружинки	0,65	1,03	2,63	2,63	0,00	0,65	1,03	1,59
ПС 35 кВ Птицефабрика	1,85	2,05	4,20	4,20	0,00	1,85	2,05	2,15
ПС 35 кВ Ратчино	1,06	1,40	2,63	2,63	0,00	1,06	1,40	1,22
ПС 35 кВ Речная	2,12	2,55	4,20	4,20	0,00	2,12	2,55	1,65
ПС 35 кВ Сельхозтехника	1,25	1,49	1,68	1,68	0,48	0,77	1,01	0,67
ПС 35 кВ Сенцово	3,45	4,18	10,50	10,50	0,38	3,07	3,80	6,70
ПС 35 кВ Синдякино	0,52	0,57	2,63	2,63	0,45	0,07	0,12	2,51
ПС 35 кВ Сошки	0,46	1,59	4,20	4,20	0,15	0,31	1,44	2,76
ПС 35 кВ Сселки	3,22	6,20	10,50	10,50	0,00	3,22	6,20	4,30
ПС 35 кВ Стебасво	0,79	1,29	2,63	2,63	0,42	0,37	0,87	1,76
ПС 35 кВ Таволжанка	3,97	6,16	4,20	4,20	1,00	2,97	5,16	-0,96
ПС 35 кВ Талицкий Чамлык	0,87	1,07	3,36	3,36	0,29	0,58	0,78	2,58
ПС 35 кВ Троицкая	1,78	3,29	2,63	2,63	0,00	1,78	3,29	-0,66
ПС 35 кВ Трубетчино	2,08	1,91	2,63	2,63	0,00	2,08	1,91	0,54

Наименование центра питания	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДДН ЦП в режиме N-1, МВА		Нагрузка, переводимая на другие ЦП $\Delta S_{срм}$, МВА	Загрузка ЦП с учётом СРМ, МВА		Текущий резерв мощности ЦП, МВА $S_{рез}^{тек}$, МВА
	лето	зима	лето	зима		лето	зима	
ПС 35 кВ Тюшевка	0,36	0,54	4,20	4,20	0,00	0,36	0,54	3,66
ПС 35 кВ Федоровка	0,43	0,38	2,63	2,63	0,38	0,05	0,00	2,58
ПС 35 кВ Хлебопродукты	3,76	3,75	6,62	6,62	0,88	2,88	2,87	3,73
ПС 35 кВ Частая Дубрава	1,72	2,92	4,20	4,20	1,20	0,52	1,72	2,48
ПС 35 кВ Ярлуково	2,29	3,77	3,36	3,36	0,96	1,33	2,81	0,55
ПС 35 кВ Водозабор-2	1,04	1,10	3,36	3,36	1,02	0,02	0,08	3,28
ПС 35 кВ Город	5,90	7,90	16,80	16,80	7,61	0,00	0,29	16,51
ПС 35 кВ Студеновская	9,50	11,52	10,50	10,50	2,01	7,49	9,51	0,99

Таблица 8 – Загрузка и текущий резерв центров питания иных собственников на территории Липецкой области

Наименование центра питания	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДДН ЦП в режиме N-1, МВА		Нагрузка, переводимая на другие ЦП $\Delta S_{срм}$, МВА	Загрузка ЦП с учётом СРМ, МВА		Текущий резерв мощности ЦП, МВА $S_{рез}^{тек}$, МВА
	лето	зима	лето	зима		лето	зима	
АО «ОЭЗ ППТ Липецк»								
ПС 110 кВ ОЭЗ	25,88	26,04	47,66	50,00	0,00	25,88	26,04	21,78
Филиал ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д.								
ПС 110 кВ Хитрово-тяговая	5,64	4,41	39,39	46,88	0,00	5,64	4,41	33,75
ПС 110 кВ Елец-тяговая	11,27	14,25	39,24	46,88	0,00	11,27	14,25	27,97
ПС 110 кВ Тербуны-тяга	11,26	9,29	39,35	45,19	0,00	11,26	9,29	28,09
ПС 35 кВ ТП-9 (г. Грязи)	4,05	0,00	10,50	10,50	0,00	4,05	0,00	6,45
ООО «Первая сетевая компания»								
ПС 110 кВ Крона	15,04	14,98	24,60	28,24	0,00	15,04	14,98	9,56
ООО «Техноинжиниринг»								
ПС 110 кВ Трубная-1	10,31	8,09	15,74	18,75	0,00	10,31	8,09	5,43
ООО «Лонгричбизнес»								
ПС 110 кВ Центролит	13,09	14,01	19,68	23,44	0,00	13,09	14,01	6,58
ООО «ЛТК «Свободный Сокол»								
ПС 110 кВ ГПП-1	24,23	33,73	62,04	73,84	0,00	24,23	33,73	37,80

По результатам анализа загрузки центров питания можно сделать вывод об отсутствии резерва на некоторых подстанциях Филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»:

Лебедянский участок:

– ПС 110 кВ Лебедянь;

Липецкий участок:

– ПС 35 кВ №2;

– ПС 35 кВ №3;

– ПС 35 кВ Борисовка;

– ПС 35 кВ Введенка;

– ПС 35 кВ Таволжанка;

– ПС 35 кВ Троицкая.

Остальные центры питания 35–110 кВ, с учетом возможности перевода мощности по сети 6–35 кВ на другие центры питания, позволяют обеспечить технологическое присоединение новых потребителей.

2.5.2 Анализ загрузки центров питания в отчетном году 220 кВ и выше энергосистемы Липецкой области

В таблицах 9–12 представлены данные по загрузке трансформаторного оборудования ПС 220–500 кВ энергосистемы Липецкой области в зимний и летний максимум, зимний и летний минимум, по данным зимнего и летнего контрольного замера.

Анализ показывает, что загрузка трансформаторного оборудования на ПС 220 кВ – 500 кВ энергосистемы Липецкой области в нормальном режиме не превышала:

- в зимний максимум 61,8 % от номинальной мощности трансформатора;
- в зимний минимум 55,6 % от номинальной мощности трансформатора;
- в летний максимум 56,1 % от номинальной мощности трансформатора;
- в летний минимум 50,4 % от номинальной мощности трансформатора.

Уровни напряжения на ПС 220–500 кВ энергосистемы Липецкой области находились в допустимых пределах.

Таблица 9 – Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220–500 кВ энергосистемы Липецкой области в отчетный год (зимний максимум)

Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	Загрузка от ном. мощности, %
ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	252,8	50,5
	АТ-2	501	225,8	45,1
ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	207,4	41,4
	АТ-2	501	207,4	41,4
ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	149,7	29,9
	АТ-2	501	148,9	29,7
	АТ-3	501	149,7	29,9
ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	77,1	61,7
	АТ-2	125	77,2	61,8
ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	71,9	57,5
	АТ-2	125	72,0	57,6
	АТ-3	125	72,0	57,6
ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	3,0	1,2
	АТ-2	250	3,0	1,2
ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-1	250	80,1	32,0
	АТ-2	250	75,3	30,1
ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	86,1	43,1

Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	Загрузка от ном. мощности, %
	АТ-2	200	85,9	42,9
ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	63,6	42,4
	АТ-2	150	66,5	44,4
ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	-	-
	АТ-2	125	32,0	25,6
	АТ-3	125	36,1	28,9
ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	65,1	26,0
	АТ-2	250	65,0	26,0
ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	44,6	35,7
ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	44,2	35,4
	АТ-2	125	12,2	9,8

Таблица 10 – Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220–500 кВ энергосистемы Липецкой области в отчетный год (зимний минимум)

Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	Загрузка от ном. мощности, %
ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	229,3	45,8
	АТ-2	501	230,4	46,0
ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	137,7	27,5
	АТ-2	501	137,7	27,5
ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	154,7	30,9
	АТ-2	501	153,7	30,7
	АТ-3	501	154,7	30,9
ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	51,9	41,5
	АТ-2	125	52,0	41,6
ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	-	-
	АТ-2	125	45,9	36,7
	АТ-3	125	46,2	36,9
ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	3,2	1,3
	АТ-2	250	3,3	1,3
ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	76,5	30,6
	АТ-2	250	72,1	28,8
ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	111,3	55,6
	АТ-2	200	111,0	55,5
ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	62,4	41,6
	АТ-2	150	64,9	43,3

Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	Загрузка от ном. мощности, %
ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	-	-
	АТ-2	125	31,9	25,5
	АТ-3	125	35,5	28,4
ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	81,8	32,7
	АТ-2	250	81,7	32,7
ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	44,6	35,6
ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	44,6	35,7
	АТ-2	125	6,3	5,0

Таблица 11 – Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220–500 кВ энергосистемы Липецкой области в отчетный год (летний максимум)

Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	Загрузка от ном. мощности, %
ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	152,1	30,4
	АТ-2	501	151,5	30,2
ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	103,6	20,7
	АТ-2	501	103,6	20,7
ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	198,4	39,6
	АТ-2	501	198,2	39,6
	АТ-3	501	198,4	39,6
ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	30,1	24,1
	АТ-2	125	30,1	24,1
ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	-	-
	АТ-2	125	35,5	28,4
	АТ-3	125	35,8	28,6
ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	2,2	0,9
	АТ-2	250	1,3	0,5
ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	130,1	52,0
	АТ-2	250	122,6	49,0
ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	-	-
	АТ-2	200	105,6	52,8
ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	61,9	41,3
	АТ-2	150	61,4	40,9
ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-3	125	35,5	28,4
ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	66,4	26,5

Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	Загрузка от ном. мощности, %
	АТ-2	250	66,3	26,5
ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	70,2	56,1
ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	29,2	23,3
	АТ-2	125	9,4	7,5

Таблица 12 – Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220–500 кВ энергосистемы Липецкой области в отчетный год (летний минимум)

Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВА	Загрузка, МВА	Загрузка от ном. мощности, %
ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	162,7	32,5
	АТ-2	501	118,7	23,7
ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	121,9	24,3
	АТ-2	501	93,7	18,7
ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	142,1	28,4
	АТ-2	501	141,9	28,3
	АТ-3	501	142,1	28,4
ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	27,3	21,8
	АТ-2	125	27,3	21,8
ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	-	-
	АТ-2	125	33,7	26,9
	АТ-3	125	33,9	27,1
ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	2,0	0,8
	АТ-2	250	1,2	0,5
ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-1	250	105,5	42,2
	АТ-2	250	99,5	39,8
ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	-	-
	АТ-2	200	100,9	50,4
ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	50,7	33,8
	АТ-2	150	52,7	35,2
ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-3	125	35,5	28,4
ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	51,6	20,6
	АТ-2	250	51,5	20,6
ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	52,2	41,7
ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	24,0	19,2
	АТ-2	125	4,0	3,2

2.6 Анализ потерь электрической энергии в электрических сетях энергосистемы за отчетный период

В таблице 13 представлены значения потерь электроэнергии в ЕНЭС и в территориальных электрических сетях энергосистемы Липецкой области. На рисунке 6 показана динамика изменения потерь электроэнергии ЕНЭС и в территориальных электрических сетях энергосистемы Липецкой области.

Таблица 13 – Потери электроэнергии в ЕНЭС и территориальных электрических сетях на территории Липецкой области за 2017–2021 годы

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
Потери в электрических сетях, млн кВт·ч	905,6	898,5	842	842,4	882,9
Потери ЕНЭС, млн кВт·ч ¹	353,6	361	326,0	411,2	371,1

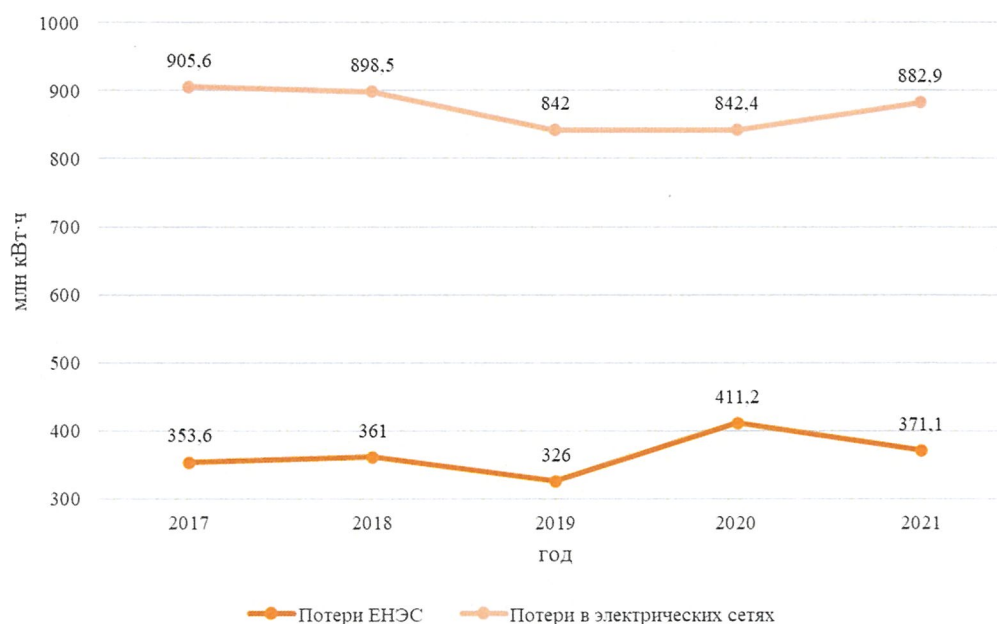


Рисунок 6 – Изменение потерь в ЕНЭС и территориальных электрических сетях энергосистемы Липецкой области за 2016–2020 годы

Распределительные электрические сети напряжением 35–110 кВ на территории Липецкой области в основном являются объектами ПАО «Россети Центр» и обслуживаются его филиалом – «Липецкэнерго». В таблице 14 представлен уровень потерь в распределительных сетях энергосистемы Липецкой области.

Таблица 14 – Уровень потерь в сетях 35–110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

Показатель	Класс напряжения	2017	2018	2019	2020	2021

¹ Значения представлены по данным Филиала АО «СО ЕЭС» – Липецкое РДУ.

Показатель	Класс напряжения	2017	2018	2019	2020	2021
Уровень потерь электроэнергии в сети, %	110 кВ	2,99	3,08	1,98	1,41	1,54
	35 кВ	5,96	10,63	6,23	4,33	3,79

Нормативные потери ПАО «ФСК ЕЭС» на территории Липецкой области по сетям ЕНЭС 220 кВ на 2021 год составляют 3,0 % от суммарного отпуска из сети данного класса напряжения (приказ Минэнерго России от 27.11.2020 № 1051), на 2022 год составляют 2,66% от суммарного отпуска из сети данного класса напряжения (приказ Минэнерго России от 16.12.2021 № 1409).

На рисунках 7 и 8 показано изменение уровня потерь за последние 5 лет в электрической сети 110 кВ и 35 кВ соответственно. Анализ потерь электрической энергии в электрических сетях показывает тренд в сторону снижения потерь в распределительной сети 35–110 кВ.

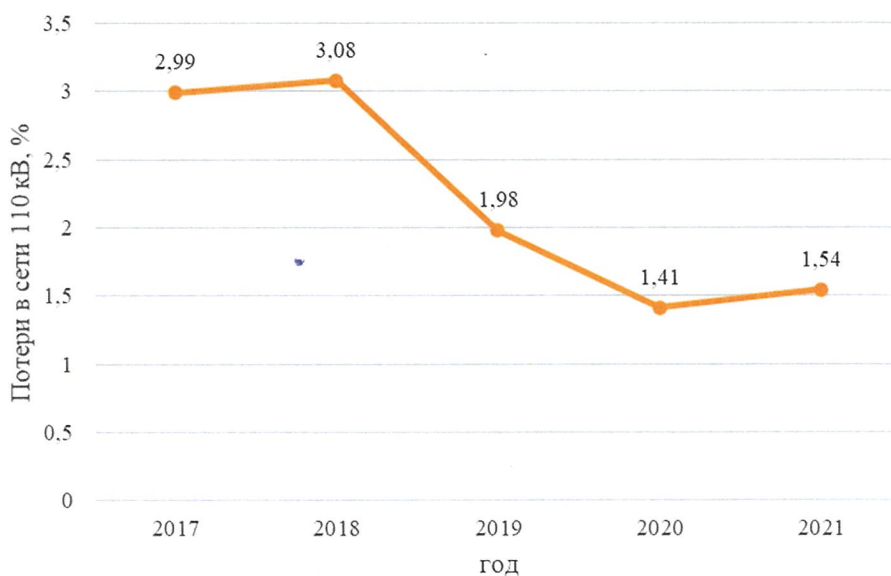


Рисунок 7 – Динамика изменения уровня потерь в электрической сети 110 кВ

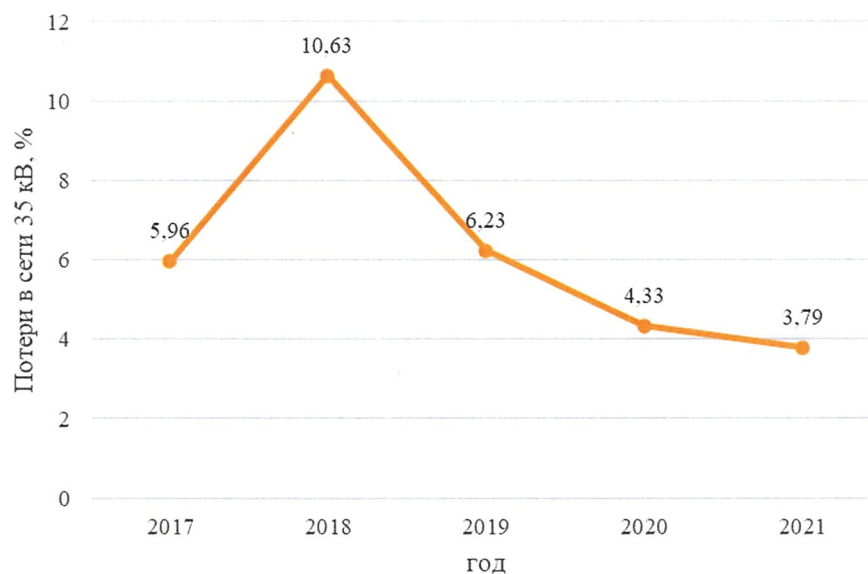


Рисунок 8 – Динамика изменения уровня потерь в электрической сети 35 кВ

2.7 Структура установленной электрической мощности на территории Липецкой области

Структура установленной электрической мощности на территории Липецкой области, в том числе с указанием планов по вводам, демонтажам, модернизации и другими мероприятиями по генерирующему оборудованию, представлена в таблице 15. Графическое отображение структуры установленной мощности по видам собственности представлена на рисунке 9.

Таблица 15 – Структура установленной мощности на территории Липецкой области

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля
Липецкая ТЭЦ-2	515	45,5%
Елецкая ТЭЦ	5	0,4%
Данковская ТЭЦ	9	0,8%
ТЭЦ ПАО «НЛМК»	332	29,3%
УТЭЦ ПАО «НЛМК»	150	13,2%
ГТРС ПАО «НЛМК»	40	3,5%
ТЭЦ ООО «ЛТК Свободный Сокол»	12	1%
Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	6,704	0,6%
ТЭЦ сахарных заводов	62,93	5,6%
Итого по Липецкой области:	1133	100%

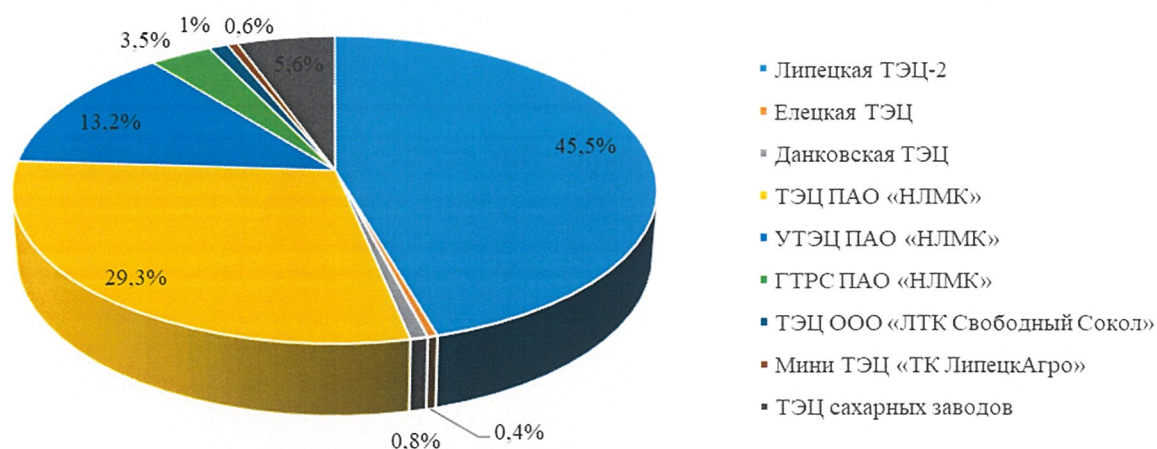


Рисунок 9 – Структура установленной мощности по видам собственности

2.8 Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям

В таблице 16 представлены существующие электростанции, в том числе электростанции промышленных предприятий, установленная мощность которых превышает 5 МВт, с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям.

Таблица 16 – Электростанции на территории Липецкой области

Наименование электростанции	Наименование организации (предприятия)
Липецкая ТЭЦ-2	Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»
Елецкая ТЭЦ	
Данковская ТЭЦ	
ТЭЦ	ПАО «НЛМК» (собственное потребление)
УТЭЦ	
ГТРС	
ТЭЦ Добринского сахарного завода	ПАО «Добринский сахарный завод» (собственное потребление + продажа на розничном рынке ОАО «ЛЭСК»)
ТЭЦ Грязинского сахарного завода	ЗАО «Грязинский сахарный завод» (собственное потребление + продажа на розничном рынке ОАО «ЛЭСК»)
ТЭЦ Лебедянского сахарного завода	ОАО «Лебедянский сахарный завод» (собственное потребление)

Наименование электростанции	Наименование организации (предприятия)
ТЭЦ сахарного завода в г. Елец	ООО «Агроснабсахар» (собственное потребление)
ТЭЦ Боринского сахарного завода	АО «Агропромышленное объединение «Аврора»» (собственное потребление)
ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода	
ТЭЦ «ЛТК «Свободный Сокол»	ООО «ЛТК «Свободный Сокол» (собственное потребление)
Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	ООО «ТК ЛипецкАгро» (собственное потребление)

2.9 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В таблице 17 представлена структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности. Графическое отображение структуры выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности представлена на рисунке 10.

Таблица 17 – Выработка электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Наименование электростанции	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Доля 2021
	2017	2018	2019	2020	2021	
<i>Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация», в т. ч.</i>	1308,3	1207,66	1105,6	1076,9	1323,5	22,9%
Липецкая ТЭЦ-2	1098,6	1123,0	1018,7	1022,6	1273,4	22,0%
Елецкая ТЭЦ	190,1	60,04	60,5	28,5	25,1	0,4%
Данковская ТЭЦ	19,6	24,6	26,4	25,8	25,0	0,4%
<i>Электростанции ПАО «НЛМК», в т. ч.</i>	3531,8	3945,5	4184,9	4218,5	4285,7	74,1%
ТЭЦ ПАО «НЛМК»	2217,2	2502,5	2749,8	2677,0	2775,0	48,0%
УТЭЦ ПАО «НЛМК»	1172,8	1294,6	1304,6	1359,8	1346,8	23,3%
ГТРС ПАО «НЛМК»	141,8	148,4	130,5	181,7	164,0	2,8%
<i>Электростанции сахарных заводов, в т. ч.</i>	96,6	124,8	159,9	160,9	153,6	2,7%
ТЭЦ Добринского сахарного завода	41,1	57,3	75,7	58,7	58,6	1,0%
ТЭЦ Грязинского сахарного завода	11,9	22,4	17,6	18,9	15,9	0,3%
ТЭЦ Лебедянского сахарного завода	29,9	32	30,1	30,5	31,5	0,5%
ТЭЦ Боринского сахарного завода	6,4	6,3	5,9	5,7	6,2	0,1%
ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода	7,3	6,8	5,9	5,4	4,9	0,1%
ТЭЦ сахарного завода в г. Елец			24,7	41,6	36,6	0,6%
<i>Другие электростанции, в т. ч.</i>	33,5	26,9	19,8	24,4	20,8	0,4%
Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	28,1	22,5	19,8	24,4	20,8	0,4%
ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	5,4	4,4	0	0,0	0,0	0,0%
<i>Итого по Липецкой области:</i>	4970,2	5304,9	5470,2	5480,7	5783,7	100%

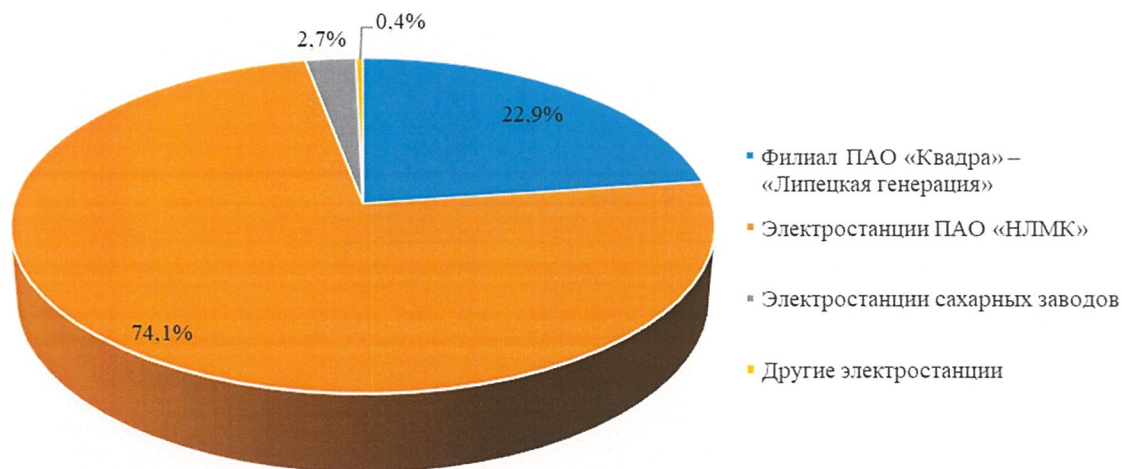


Рисунок 10 – Структура выработки электроэнергии по видам собственности

2.10 Характеристика балансов электрической энергии и мощности

2.10.1 Фактический баланс электроэнергии

Балансы электроэнергии характеризуются объемами потребления и покрытия за счет производства электроэнергии. В таблице 18 представлен фактический баланс электроэнергии энергосистемы Липецкой области за последние 5 лет с указанием процентного изменения относительно предыдущего года. На рисунке 11 показано изменение балансов электроэнергии за последние 5 лет.

Таблица 18 – Фактический баланс электроэнергии энергосистемы Липецкой области

Показатель баланса электрической энергии	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021
		Фактическое потребление электроэнергии	млн кВт·ч	12545,9	13008,2	12884,4
Динамика потребления электроэнергии к аналогичному периоду прошлого года	%	-	3,68	-0,95	2,24	5,28
Фактическое производство электроэнергии	млн кВт·ч	4970,2	5304,9	5470,2	5480,7	5783,7
Динамика производства электроэнергии к аналогичному периоду прошлого года	%	-	6,73	3,12	0,19	5,53



Рисунок 11 – Балансы электроэнергии энергосистемы Липецкой области за последние 5 лет

Фактические балансы электрической энергии энергосистемы Липецкой области за последние 5 лет являются дефицитными.

2.10.2 Фактический баланс мощности

Балансы мощности энергосистемы Липецкой области характеризуются максимумом потребления мощности и мощностью электростанций (установленной; располагаемой с учетом ограничений и превышения нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании; рабочей с учетом ремонтных снижений мощности и мощностей, находящихся в консервации). В таблице 19 представлен фактический баланс мощности энергосистемы Липецкой области за последние 5 лет. На рисунке 12 показано изменение баланса мощности за последние 5 лет.

Таблица 19 – Фактический баланс мощности энергосистемы Липецкой области

№ п/п	Мощность	Год				
		2017	2018	2019	2020	2021
1	Дата, час максимума	12.01 17:00	17.12 10:00	06.12 18:00	14.12 09:00	24.12 11:00
2	Установленная мощность	1137	1157	1168	1164	1133
	ТЭС	1137	1157	1168	1164	1133
3	Ограничения установленной мощности	55	53	53	45	87
	ТЭС	55	53	53	45	87
4	Располагаемая мощность (2–3+11)	1095	1121	1140	1144	1059
	ТЭС	1095	1121	1140	1144	1059
5	Ремонтное снижение	160	50	110	0	60

№	Мощность	Год				
		мощности				
	ТЭС	160	50	110	0	60
6	Мощность в консервации	0	0	0	0	0
	ТЭС	0	0	0	0	0
7	Рабочая мощность (4 – (5 + 6))	935	1071	1030	1144	999
	ТЭС	935	1071	1030	1144	999
8	Мощность в резерве (7 – 9)	274	244	287	320	209
	ТЭС	274	244	287	320	209
9	Нагрузка электростанций	661	826	743	824	790
	ТЭС	661	826	743	824	790
10	В том числе превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании	13	17	24	25	13
	ТЭС	13	17	24	25	13
11	Максимум потребления	1809	1928	1925	2086	2162
12	Сальдо перетоков (11–9)	1148	1102	1182	1262	1372
13	Дефицит (-) / избыток (+) (7–11)	-874	-857	-895	-942	-1162

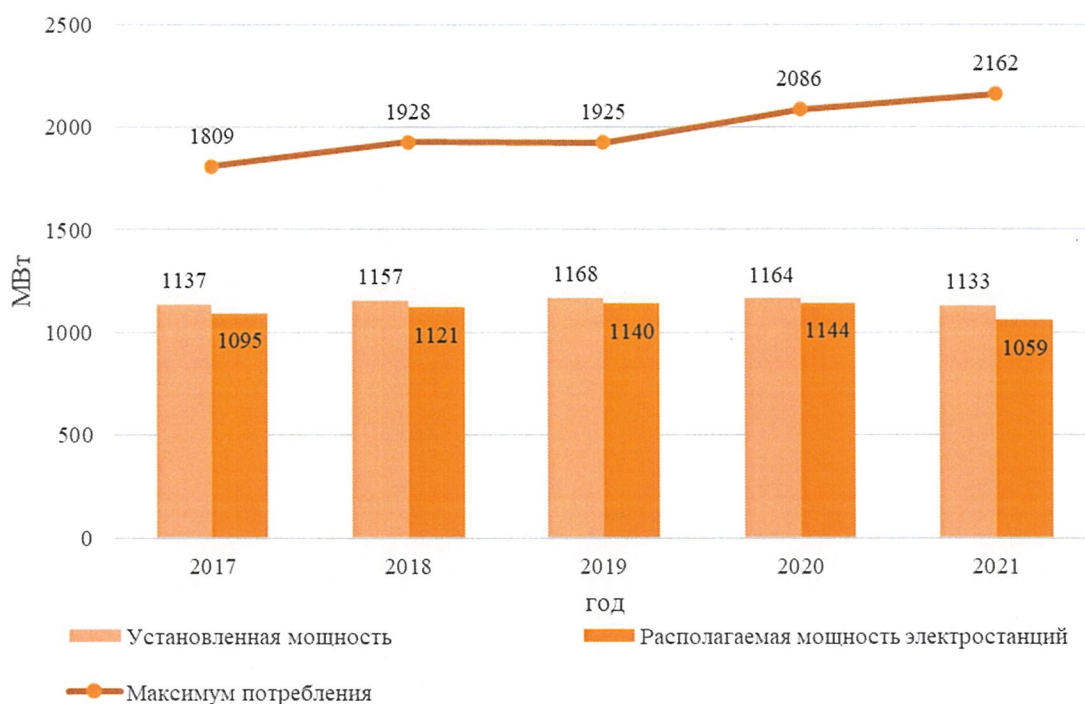


Рисунок 12 – Балансы мощности энергосистемы Липецкой области за последние 5 лет

В энергосистеме Липецкой области максимум потребления превышает установленную мощность и располагаемую мощность электростанций. Таким образом, энергосистема Липецкой области по балансу мощности является дефицитной. Дефицит мощности компенсируется преимущественно за счет перетоков из энергосистемы Воронежской области.

2.11 Динамика основных показателей энерго– и электроэффективности по Липецкой области

В таблице 20 представлены значения энергоемкости валового регионального продукта (ВРП²), электроемкости ВРП и потребления электроэнергии по Липецкой области за последние 5 лет.

Таблица 20 – Динамика основных показателей энерго – и электроэффективности

Год	Энергоемкость ВРП, т.у.т./млн руб.	Электроемкость ВРП, кВт ч/тыс. руб.	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт ч/чел.
2017	40,64	23,45	965,23
2018	36,24	20,91	959,77
2019	34,06	19,65	997,62
2020	32,25	19,06	988,24

² Валовой региональный продукт (ВРП) – обобщающий показатель экономической деятельности региона, характеризующий процесс производства товаров и услуг для конечного использования.

Год	Энергоемкость ВРП, т.у.т./млн руб.	Электроемкость ВРП, кВт ч/тыс. руб.	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт ч/чел.
2021	31,92	19,01	1022,87

2.12 Основные характеристики электросетевого хозяйства на территории Липецкой области

Системообразующая сеть энергосистемы Липецкой области сформирована на напряжении 500–220 кВ, распределительная – на напряжении 110–35 кВ. Основные электросетевые объекты находятся в обслуживании филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС», филиалом ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго», АО «ЛГЭК», филиалом ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению. Также функционируют электросетевые объекты, находящиеся в собственности других организаций (ПАО «НЛМК», АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» и др.). Техническое состояние линий электропередачи и подстанций напряжением 500, 220, 110, 35 кВ поддерживается в удовлетворительном состоянии.

Сводные данные по количественным показателям объектов электросетевого хозяйства энергосистемы Липецкой области по состоянию на 2020 год представлены в таблицах 21 и 22 – по подстанциям 35 кВ и выше и по ЛЭП 35 кВ и выше соответственно.

Таблица 21 – Сводные данные по ПС 35 кВ и выше

Класс напряжения ПС	Кол-во, шт.	Общая мощность ПС, МВА
Данные по энергосистеме Липецкой области		
500 кВ	3	3507
220 кВ	18	4801
110 кВ	97	6564,9
35 кВ	163	1064,62
ВСЕГО	281	15937,52
в том числе:		
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»		
500 кВ	3	3507
220 кВ	11	3621
110 кВ	1	6,3
35 кВ	0	0
Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»		
500 кВ	0	0
220 кВ	0	0

Класс напряжения ПС	Кол-во, шт.	Общая мощность ПС, МВА
110 кВ	57 ³	2110,4
35 кВ	146	957,4
ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению		
500 кВ	0	0
220 кВ	4	320
110 кВ	3	240
35 кВ	1	20
АО «ОЭЗ ППТ Липецк»		
500 кВ	0	0
220 кВ	1	500
110 кВ	1	80
35 кВ	0	0
ПС в собственности других организаций		
500 кВ	0	0
220 кВ	2	360
110 кВ	36	4142
35 кВ	16	87,22

Таблица 22 – Сводные данные по ЛЭП 35 кВ и выше

Класс напряжения ЛЭП	Кол-во ⁴ , шт.	Протяженность ЛЭП, км	
		по трассе	по цепям
Данные по энергосистеме Липецкой области			
500 кВ	10	532,4	532,4
220 кВ	35	915,9	1148,8
110 кВ	138	1708,3	2549,6
35 кВ	216	2387,3	2670,1
ВСЕГО	399	5543,9	6900,9
в том числе:			
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»			
500 кВ	10	532,4	532,4
220 кВ	34	879,4	1112,2
110 кВ	1	1,3	1,3
35 кВ	1	0,6	0,6
Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»			
500 кВ	0	0,0	0,0
220 кВ	0	0,0	0,0
110 кВ	99	1520,9	2379,0

³ Количество и трансформаторная мощность ЦП 110 кВ приводятся с учётом законсервированной ПС 110/35/10 кВ Чаплыгин с трансформаторами Т1 и Т2 установленной мощностью 7,5 и 6,3 МВА соответственно.

⁴ Количество ЛЭП приводится с учетом их цепности и участков КЛ в составе КВЛ.

Класс напряжения ЛЭП	Кол-во ⁴ , шт.	Протяженность ЛЭП, км	
35 кВ	200	2350,1	2633,0
ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению			
500 кВ	0	0,0	0,0
220 кВ	1	36,6	36,6
110 кВ	1	55,7	55,7
35 кВ	1	6,0	6,0
АО «ОЭЗ ППТ Липецк»			
500 кВ	0	0,0	0,0
220 кВ	0	0,0	0,0
110 кВ	3	3,6	3,7
35 кВ	0	0,0	0,0
ЛЭП в собственности других организаций			
500 кВ	0	0,0	0,0
220 кВ	0	0,0	0,0
110 кВ	34	126,8	110,0
35 кВ	14	30,6	30,6

2.12.1 Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства 220 кВ и 500 кВ

В Липецкой области эксплуатируются сети 220 кВ и 500 кВ. Сети 500 кВ являются основными в ЕЭС России, реализуя системообразующие и межсистемные связи, выдачу мощности крупнейших электростанций, электроснабжение крупных нагрузочных узлов сети 220 и 110 кВ, концентрированно расположенных потребителей нефтяной, газовой и металлургической промышленности.

На территории Липецкой области находятся:

1. Три подстанции с высшим напряжением 500 кВ:
 - ПС 500 кВ Липецкая;
 - ПС 500 кВ Борино;
 - ПС 500 кВ Елецкая;
2. Восемнадцать подстанций с высшим напряжением 220 кВ, из которых восемь питают сеть 110 кВ энергосистемы Липецкой области:
 - ПС 220 кВ Сокол;
 - ПС 220 кВ Металлургическая;
 - ПС 220 кВ Северная;
 - ПС 220 кВ Новая;
 - ПС 220 кВ Правобережная;
 - ПС 220 кВ Елецкая;
 - ПС 220 кВ Тербуны;
 - ПС 220 кВ Дон.

Основными центрами питания распределительных сетей 35–110 кВ являются подстанции с высшим напряжением 220 кВ: Сокол, Северная, Новая,

Правобережная, Дон, Елецкая, Тербуны. Подстанции напряжением 220 кВ и выше имеют два и более независимых источника питания, и на всех установлено по два и более автотрансформаторов, кроме ПС 220 кВ Сокол, где установлен один автотрансформатор и питание которой осуществляется через одну ВЛ 220 кВ.

Подстанция 220 кВ Metallургическая с установленной автотрансформаторной мощностью 2×250 МВА в основном задействована под обеспечение электроэнергией потребителей ПАО «НЛМК». Также через неё осуществляется выдача мощности Липецкой ТЭЦ-2.

В 2021 году выполнена замена проводов ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка I, II цепь марки АС 300/39 на провода марки АС 500/64.

В 2021 году завершена комплексная реконструкция и техническое перевооружение ПС 220 кВ Правобережная. На реконструированной ПС 220 кВ Правобережная установлены четыре автотрансформатора по 150 МВА каждый.

Также на территории Липецкой области расположены:

1. Тяговые подстанции с высшим напряжением 220 кВ (в собственности филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению):

- ПС 220 кВ Грязи-Орловские-тяговая;
- ПС 220 кВ Пост-474-тяговая;
- ПС 220 кВ Усмань-тяговая;
- ПС 220 кВ Чириково.

2. Компрессорные подстанции с высшим напряжением 220 кВ (относятся к объектам магистральной электрической сети ПАО «ФСК ЕЭС» и обслуживаются филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»):

- ПС 220 кВ КС-29;
- ПС 220 кВ Маяк.

3. Подстанции с высшим напряжением 220 кВ на балансе других организаций:

- ПС 220 кВ ГПП-15-2 (ПАО «НЛМК»);
- ПС 220 кВ Казинка (АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»);
- ПС 220 кВ Овощи Черноземья (Холдинг «Эко-Культура»).

В 2017 году введена в работу ПС 220/110/10 кВ Казинка с установленной автотрансформаторной мощностью 2×250 МВА, которая отведена под обеспечение электроэнергией потребителей АО «ОЭЗ ППТ «Липецк». Подключение подстанции выполнено заходами от ВЛ 220 кВ Липецкая – Metallургическая I цепь, II цепь с образованием ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка I цепь, II цепь и ВЛ 220 кВ Казинка - Metallургическая I цепь, II цепь.

2.12.2 Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства 110 кВ

Распределительные электрические сети на территории Липецкой области в основном являются объектами ПАО «Россети Центр» и обслуживаются его филиалом – «Липецкэнерго». Подстанции 110 кВ предназначены для создания

центров питания распределительных сетей 35 кВ и 6–10 кВ и, в том числе для электроснабжения потребителей крупных предприятий и населённых пунктов.

Суммарная протяженность ЛЭП 110 кВ в одноцепном исполнении составляет 2535,7 км. Трансформаторная мощность ПС 110 кВ (с учетом потребительских ПС) с разделением по количеству трансформаторов центра питания по состоянию на 2021 год представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Трансформаторная мощность ПС 110 кВ

Тип ПС по количеству трансформаторов	Количество ПС, шт.	Мощность, МВА
однотрансформаторные	7	82,6
двухтрансформаторные	76	4104,8
трехтрансформаторные	12	1873,5
четырёхтрансформаторные	2	504
ВСЕГО	97	6564,9

Срок службы электросетевых объектов определяется исходя из усредненного экономически целесообразного времени службы основных фондов (с учетом морального износа) и в основном соответствует амортизационному периоду. Для ВЛ 35 кВ и выше на металлических, железобетонных и композитных опорах срок службы составляет не менее 50 лет, срок службы ВЛ на деревянных опорах – не менее 40 лет. Срок службы неизолированных проводов и грозозащитных тросов ВЛ должен составлять не менее 50 лет. Для ПС сроки службы основного оборудования составляет не менее 30 лет. На практике необходимость реконструкции ПС может возникнуть и по условиям морального износа.

В таблицах 24 и 25 представлена сводная информация о сроках службы основных электросетевых объектов филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» с учетом обновления объектов в ходе реконструкции (базовым для оценки срока службы принят 2021 год). На рисунке 13 представлено процентное соотношение по срокам службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго». На рисунке 14 представлено процентное соотношение по срокам службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр»–«Липецкэнерго».

Таблица 24 – Срок службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

Срок службы, лет	Елецкий участок		Лебедянский участок		Липецкий участок		Всего по области	
	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля
40 лет и более	8	57,1%	6	40%	11	40,7%	25	44,6%
от 30 до 39 лет	0	0,0%	6	40%	6	22,2%	12	21,4%
от 20 до 29 лет	2	14,3%	2	13,3%	1	3,7%	5	8,9%
от 10 до 19 лет	1	7,1%	0	0%	4	14,8%	5	8,9%
менее 10 лет	3	21,4%	1	6,7%	5	19%	9	16,1%
ВСЕГО	14	100%	15	100%	27	100%	56	100%

Таблица 25 – Срок службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

Срок службы, лет	Елецкий участок		Лебедянский участок		Липецкий участок		Всего по области	
	км	Доля	км	Доля	км	Доля	км	Доля
50 лет и более	138,7	19,7%	57,9	7,6%	98,4	10,7%	295,0	12,4%
от 40 до 49 лет	173,9	24,7%	374,3	49,3%	354,9	38,7%	903,1	38,0%
от 30 до 39 лет	256,2	36,4%	223,9	29,5%	230,1	25,1%	710,2	29,9%
от 20 до 29 лет	123,2	17,5%	69,1	9,1%	118,9	13,0%	311,2	13,1%
от 10 до 19 лет	5,1	0,7%	3,6	0,5%	60,1	6,6%	68,8	2,9%
менее 10 лет	6,4	0,9%	30,7	4,0%	53,5	5,8%	90,7	3,8%
ВСЕГО	703,5	100%	759,6	100%	915,9	100%	2379,0	100%

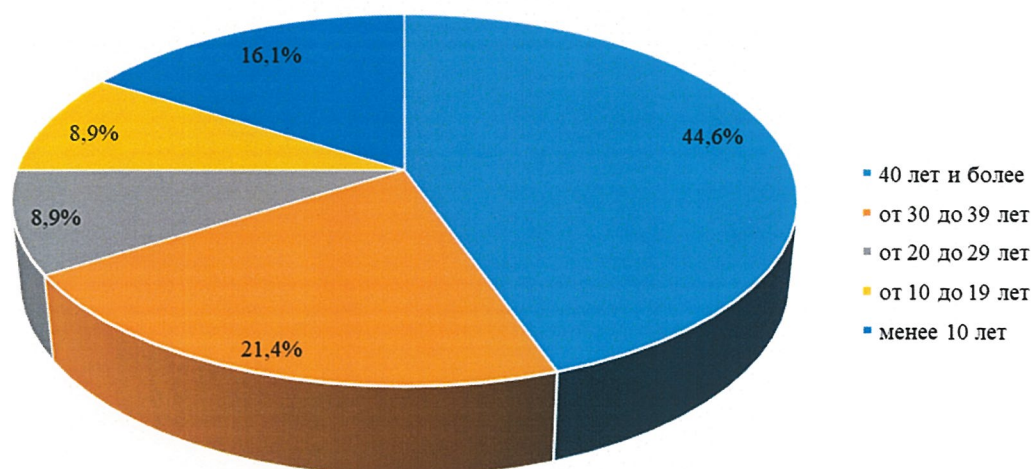


Рисунок 13 – Диаграмма процентного соотношения по срокам службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

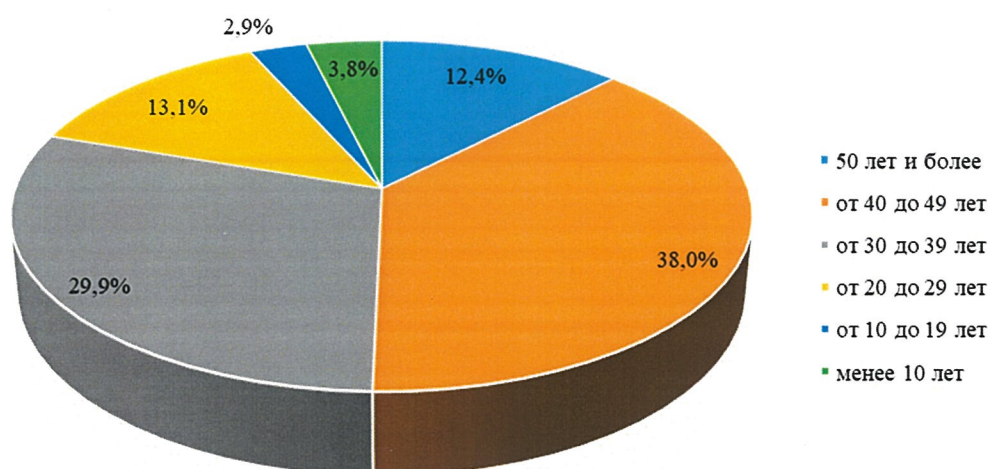


Рисунок 14 – Диаграмма процентного соотношения по срокам службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

Перечень мероприятий по вводу, строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ за отчетный период с разбивкой годам реализации представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Электросетевые мероприятия по объектам класса 110 кВ

Мероприятие	Год
Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Западная с монтажом трансформатора Т-3 мощностью 40 МВА	2016–2017
Установка и ввод в работу мобильной ПС с трансформатором 25 МВА (ПС 110 кВ Елецпром) на площадку для электроснабжения ОЭЗ Елецпром	2016–2018
Выполнен второй этап реконструкции ПС 110 кВ Привокзальная (замена трансформаторов Т-1 и Т-3 мощностью 20 МВА и 25 МВА соответственно на 1 трансформатор 40 МВА, реконструкция РУ-110 кВ и РУ 6 кВ)	2017
Строительство и ввод в работу ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка I (II) цепь	2018
Реконструкция участков ВЛ 110 кВ Елецкая 220 – Правобережная I, II цепь, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии	2018
Реконструкция участков ВЛ 110 кВ Правобережная – Лебедянь с отпайками и ВЛ 110 кВ Дон – Сухая Лубна с отпайкой на ПС Куймань, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии	2018
Реконструкция участков двухцепной ВЛ 110 кВ Двуречки левая, правая, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии, с заменой провода АЖ-120 на АС-120 в цепи ВЛ 110 кВ Двуречки левая (кроме перехода через железную дорогу)	2019
Реконструкция ПС 110 кВ Донская с заменой трансформатора Т-2 10 МВА по техническому состоянию (без увеличения мощности)	2020
Реконструкция участка ВЛ 110 кВ Касторное в пролете опор №16–17 с заменой провода на провод аналогичного сечения и грозотроса с линейной арматурой, выполнено двойное крепление провода на опорах	2020
Реконструкция двухцепной ВЛ 110 кВ Доброе левая, правая (Ситовка – Доброе	2021

Мероприятие	Год
левая, правая), находящейся в неудовлетворительном техническом состоянии, с заменой грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1–108, установкой дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита	

2.12.3 Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства 35 кВ

Подстанции 35 кВ предназначены для питания распределительных сетей 10–6 кВ. Гораздо реже используется трансформация 35/0,4 кВ для прямой передачи в сеть потребителей. Подстанции класса напряжения 35 кВ используются в основном в сельской местности, реже на промышленных предприятиях и в городах.

Суммарная протяженность ЛЭП 35 кВ в одноцепном исполнении составляет 2669 км. Трансформаторная мощность ПС (включая потребительские) с разделением по количеству трансформаторов центра питания по состоянию на 2020 год представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Трансформаторная мощность ПС 35 кВ

Тип ПС по количеству трансформаторов	Количество ПС, шт.	Мощность, МВА
однотрансформаторные	28	76,73
двухтрансформаторные	133	971,33
трехтрансформаторные	2	16,56
<i>ВСЕГО:</i>	<i>163</i>	<i>1064,6</i>

Доля ПС 35 кВ от общего количества по энергосистеме Липецкой области (включая потребительские ПС), находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго», составляет 93%. Доля ЛЭП 35 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго», по суммарной протяженности составляет около 99%.

В таблицах 28 и 29 представлена сводная информация о сроках службы основных электросетевых объектов филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» с учетом обновления объектов в ходе реконструкции (базовым для оценки срока службы принят 2021 год). На рисунке 15 представлено процентное соотношение по срокам службы ПС 35 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго». На рисунке 16 представлено процентное соотношение по срокам службы ЛЭП 35 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго».

Таблица 28 – Срок службы ПС 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

Срок службы, лет	Елецкий участок		Лебедянский участок		Липецкий участок		Всего по области	
	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля
40 лет и	26	57,8%	19	55,9%	32	50%	77	53,8%

Срок службы, лет	Елецкий участок		Лебедянский участок		Липецкий участок		Всего по области	
более								
от 30 до 39 лет	15	33,3%	10	29,4%	18	28%	43	30,1%
от 20 до 29 лет	3	6,7%	3	8,8%	4	6,3%	10	7,0%
от 10 до 19 лет	0	0%	1	2,9%	2	3,1%	3	2,1%
менее 10 лет	1	2,2%	1	2,9%	8	12,5%	10	7%
ВСЕГО	45	100%	34	100%	64	100%	143	100%

Таблица 29 – Срок службы ВЛ 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

Срок службы, лет	Елецкий участок		Лебедянский участок		Липецкий участок		Всего по области	
	км	Доля	км	Доля	км	Доля	км	Доля
50 лет и более	166,7	20,5%	114,6	14,6%	221,6	21,4%	502,8	19,1%
от 40 до 49 лет	319,7	39,4%	290,1	37,0%	374,2	36,1%	984,0	37,4%
от 30 до 39 лет	269,8	33,2%	279,2	35,6%	327,5	31,6%	876,5	33,3%
от 20 до 29 лет	55,3	6,8%	76,9	9,8%	103,5	10,0%	235,6	8,9%
от 10 до 29 лет	0,0	0,0%	13,0	1,7%	6,1	0,6%	19,1	0,7%
менее 10 лет	0,0	0,0%	10,1	1,3%	4,7	0,5%	14,9	0,6%
ВСЕГО	811,5	100%	783,9	100%	1037,6	100%	2632,9	100%

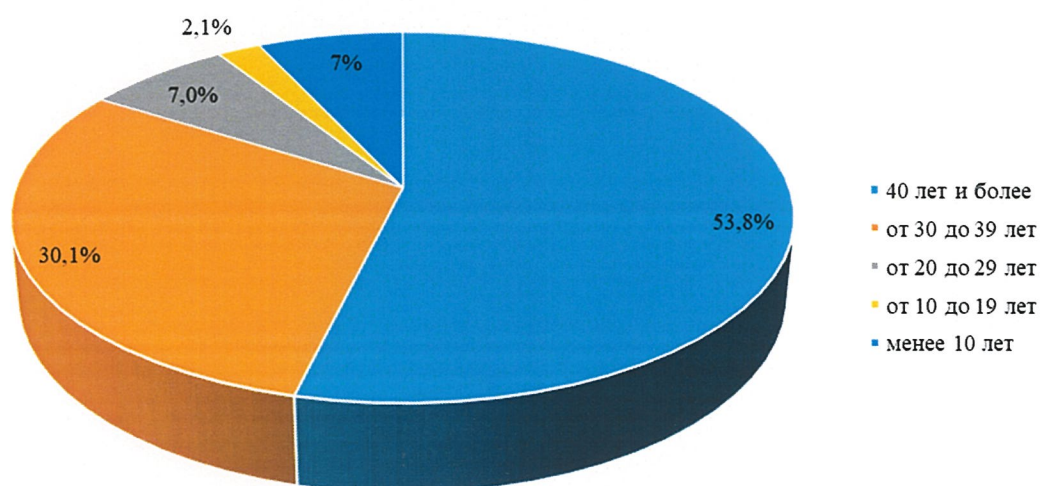


Рисунок 15 – Диаграмма срока службы ПС 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

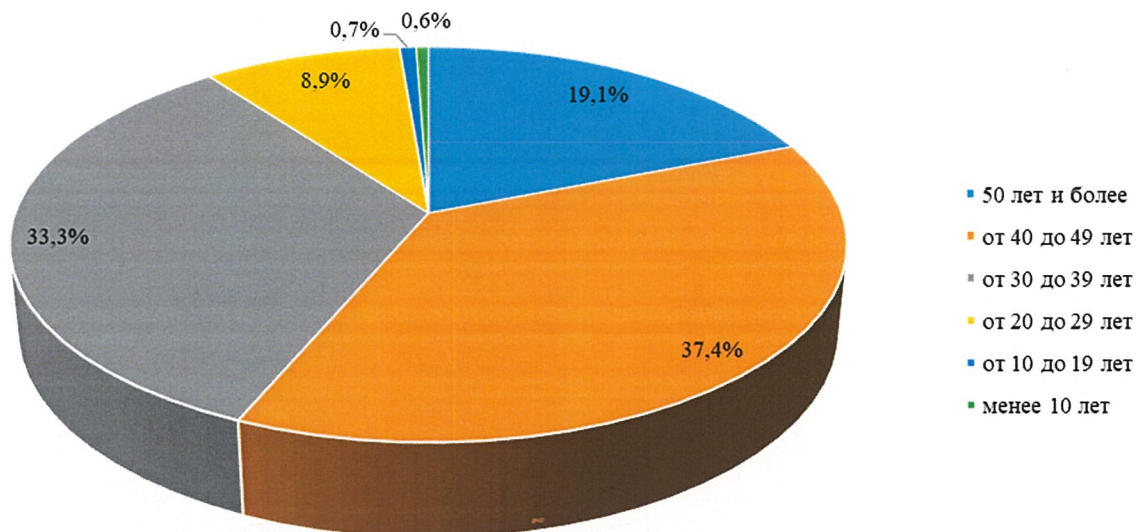


Рисунок 16 – Диаграмма срока службы ВЛ 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

Перечень мероприятий по вводу, строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 35 кВ за отчетный период с разбивкой годам реализации представлен в таблице 30.

Таблица 30 – Электросетевые мероприятия по объектам класса 35 кВ

Мероприятие	год
Перемещение силового трансформатора Т-1 4 МВА с ПС 35 кВ Малей на ПС 35 кВ Трубетчино и трансформатора Т-1 2,5 МВА с ПС Трубетчино на ПС Малей	2017
Установка и ввод в работу мобильной ПС 35 кВ (ПС 35 кВ Романово) для электроснабжения поселка Романово с подключением к КЛ 35 кВ	2017– 2018
Реконструкция ПС 35 кВ Раненбург с заменой трансформатора Т-2 мощностью 1,6 МВА на трансформатор мощностью 2,5 МВА.	2018

2.13 Основные внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области

Энергосистема Липецкой области имеет электрическую связь с семью энергосистемами, в том числе с ОЭС Юга (энергосистема Волгоградской области). В таблице 31 приведен перечень внешних электрических связей энергосистемы Липецкой области со смежными энергосистемами.

Таблица 31 – Внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области

Наименование смежной энергосистемы	Класс напряжения ВЛ	Наименование электрической связи
------------------------------------	---------------------	----------------------------------

Наименование смежной энергосистемы	Класс напряжения ВЛ	Наименование электрической связи
Энергосистема Тамбовской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Липецкая – Тамбовская
	220 кВ	ВЛ 220 кВ Липецкая – Мичуринская I цепь
		ВЛ 220 кВ Липецкая – Котовская ВЛ 220 кВ Липецкая – Мичуринская II цепь
	110 кВ	ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская (ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2)
Энергосистема Рязанской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Западная
		ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Восточная
Энергосистема Воронежской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Борино – Воронежская
		ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС
		ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая
	220 кВ	ВЛ 220 кВ Кировская – Овоци Черноземья ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая
Энергосистема Орловской области	220 кВ	ВЛ 220 кВ Елецкая – Ливны
		ВЛ 220 кВ Елецкая 220 – Ливны с отпайкой на ПС Тербуны
Энергосистема Брянской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Белобережская – Елецкая
Энергосистема Курской области	110 кВ	ВЛ 110 кВ Набережное – Касторное
Энергосистема Волгоградской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Восточная
		ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС

На рисунке 17 представлена блок-схема внешних электрических связей 110–500 кВ энергосистемы Липецкой области.

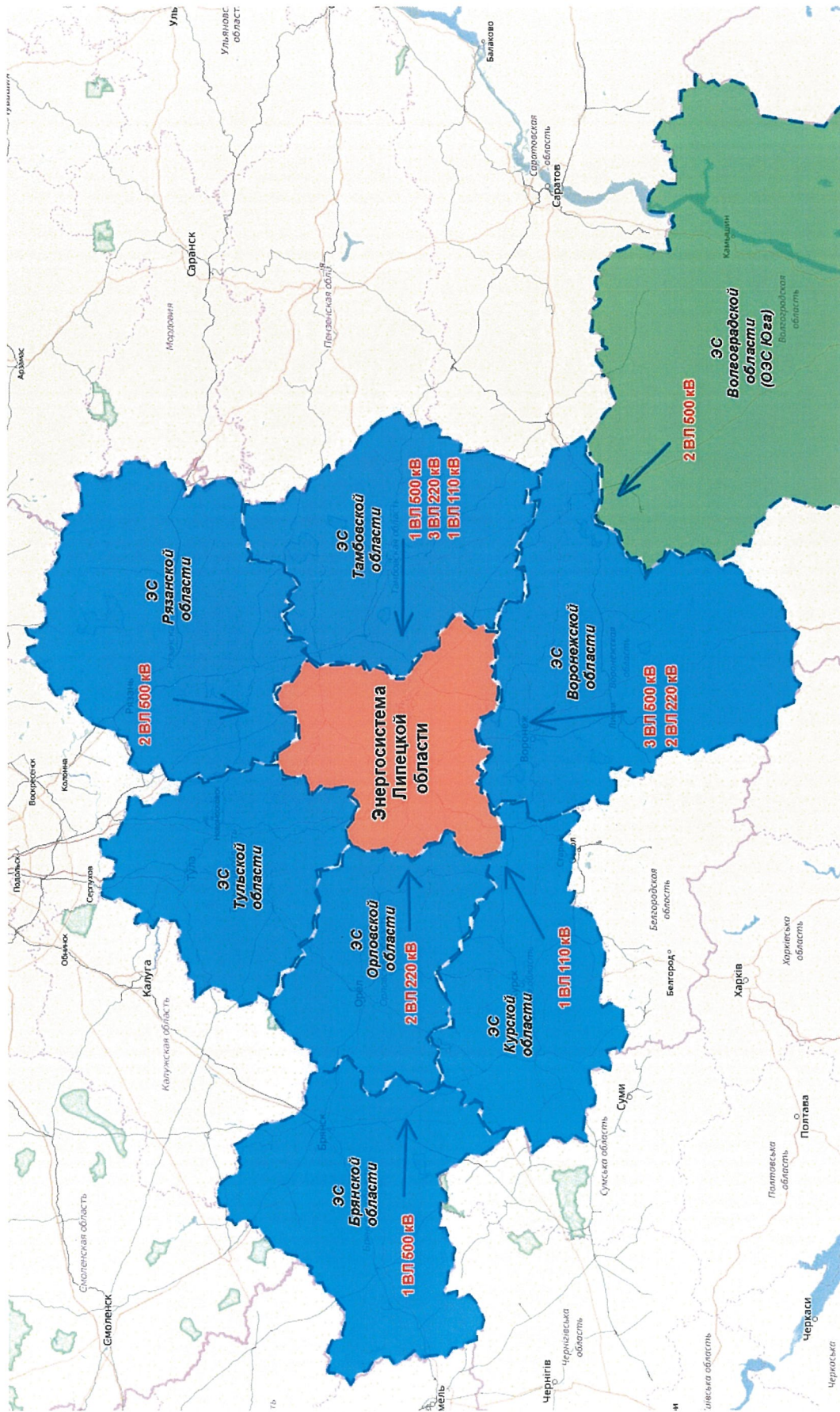


Рисунок 17 – Схема внешних электрических связей 110–500 кВ энергосистемы Липецкой области

2.14 Характеристика новых центров питания (построены за последние 10 лет)

Основными центрами питания 35 кВ и выше, построенными за последние 10 лет на территории Липецкой области, являются объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС», филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго», а также крупных потребителей в сфере агропромышленного комплекса.

1. Новые центры питания филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»:

– ПС 220/110/10 кВ Казинка с установленной мощностью 2×250 МВА – отведена под обеспечение электроэнергией потребителей АО «ОЭЗ ППТ «Липецк».

2. Новые центры питания филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»:

– ПС 110/10 кВ Рождество с установленной мощностью 1×25 МВА – обеспечение электроэнергией потребителей с. Гребенкино Краснинского района.

в том числе мобильные подстанции:

– МПС 110/10 кВ Елецпром с установленной мощностью 1×25 МВА в г. Елец;

– МПС 35/10 кВ Романово с установленной мощностью 1×4 МВА в с. Ленино Липецкого района.

3. Новые центры питания наиболее крупных потребителей:

– ПС 110/10 кВ Данков-Тепличная с установленной мощностью 2×25 МВА и 1 ×50 МВА – обеспечение электроэнергией потребителей ООО «ТК ЛипецкАгро»;

– ПС 110/10 кВ Аграрная с установленной мощностью 1×63 МВА и 1×100 МВА – обеспечение электроэнергией потребителей ООО «ТК Елецкие овощи».

2.15 Анализ режима работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на основе отчетных данных по результатам зимних и летних контрольных замеров

В расчетных математических моделях энергосистемы Липецкой области за отчетный период электрические нагрузки на ПС 35 кВ и выше, уровни генерации на электростанциях и состояние электросетевых элементов приняты в соответствии с зимним контрольным замером за 2020 год и летним контрольным замером за 2021 год. Температура воздуха окружающей среды на территории Липецкой области составила -4,4°С в день проведения зимнего контрольного замера и 21,8° в день проведения летнего контрольного замера.

Расчеты установившихся электроэнергетических режимов выполнены с учетом нормативных возмущений в нормальной и ремонтных схемах электрической сети с использованием программного комплекса «RastrWin». Нормативные возмущения определены согласно методическим указаниям по

устойчивости энергосистем, утвержденным приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630.

Анализ результатов расчетов электрических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах показал, что уровни напряжения на шинах 35 кВ и выше станций и подстанций энергосистемы Липецкой области за отчетный период находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

В нормальной схеме электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области, а также при нормативных возмущениях из нормальной схемы сети за рассматриваемый отчетный период превышения ДДТН ЛЭП и трансформаторного оборудования не выявлено.

При нормативных возмущениях в ремонтных схемах электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области в период летних максимальных и минимальных нагрузок за отчетный период выявлено превышение ДДТН трансформаторного оборудования и ЛЭП.

АТ-1 ПС 220 кВ Сокол

Превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ Сокол выявлено в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Metallургическая при аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) Metallургическая. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в отчетный период летних максимальных нагрузок и составляет для АТ-1 ПС 220 кВ Сокол (по стороне ВН) 399 А (128,9% от $I_{ДДТН}$, 105,9% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 21,8°C для АТ-1 ПС 220 кВ Сокол составляет (по стороне ВН) 310 А, АДТН – 377 А.

Для недопущения превышения АДТН АТ-1 ПС 220 кВ Сокол рекомендуется в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Metallургическая обеспечить загрузку Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину.

С учетом предложенного схемно-режимного мероприятия в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Metallургическая при аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) Metallургическая параметры режима находятся в области допустимых значений.

ВЛ 220 кВ Борино – Новая I цепь, ВЛ 220 кВ Борино – Новая II цепь

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I цепь, ВЛ 220 кВ Борино – Новая II цепь выявлено в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в отчетный период зимних максимальных нагрузок и составляет для ВЛ 220 кВ Борино – Новая I цепь, ВЛ 220 кВ Борино – Новая II цепь 930 А (102% от $I_{ДДТН}$, АДТН не превышена).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды минус 4,4°С для ВЛ 220 кВ Борино – Новая I цепь, ВЛ 220 кВ Борино – Новая II цепь составляет 911 А, АДТН – 1000 А.

Превышение ДДТН устраняется загрузкой Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

КВЛ 110 кВ Новая – ТЭЦ НЛМК Правая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая) / КВЛ 110 кВ Новая – ТЭЦ НЛМК Левая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая)

Превышение ДДТН КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая (Левая) выявлено в схеме ремонта КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая (Правая) при аварийном отключении КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 I цепь. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в отчетный период летних минимальных нагрузок и составляет для КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая (Левая) 1018 А (104,4% от $I_{ДДТН}$, 104,4% от $I_{АДТН}$).

Необходимо отметить, что в рассматриваемой схемно-режимной ситуации КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 II цепь находится в отключенном состоянии согласно контрольному замеру за отчетный период.

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 21,8°С для КВЛ 110 кВ Новая – ТЭЦ НЛМК Правая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая), КВЛ 110 кВ Новая – ТЭЦ НЛМК Левая (КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая) составляет 975 А, АДТН – 975 А.

Для недопущения превышения АДТН КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая (Левая) рекомендуется в схеме ремонта КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая (Правая) включить КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 II цепь.

С учетом предложенного схемно-режимного мероприятия в схеме ремонта КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая (Правая) при аварийном отключении КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 I цепь параметры режима находятся в области допустимых значений.

ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отпайкой на ПС Новая Деревня

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отпайкой на ПС Новая Деревня выявлено в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Чириково при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Дон – КС-29. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в отчетный период зимних максимальных нагрузок и составляет для ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отпайкой на ПС Новая Деревня 520 А (103,8% от $I_{ДДТН}$, 103,8% от $I_{АДТН}$).

Необходимо отметить, что в рассматриваемой схемно-режимной ситуации ВЛ 110 кВ Правобережная – Лебедин с отпайками находится в отключенном состоянии со стороны ПС 220 кВ Правобережная согласно контрольному замеру за отчетный период.

Согласно данным собственника оборудования, при температуре окружающей среды минус 4,4°С для ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отпайкой на ПС Новая Деревня ДДТН составляет 500 А, АДТН – 500 А.

Для недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Правобережная – Сухая Лубна с отпайкой на ПС Новая Деревня рекомендуется в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Чириково включить в транзит ВЛ 110 кВ Правобережная – Лебедянь с отпайками со стороны ПС 220 кВ Правобережная.

С учетом предложенного схемно-режимного мероприятия в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Чириково при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Дон – КС-29 параметры режима находятся в области допустимых значений.

КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 I цепь

Превышение ДДТН КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 I цепь выявлено в схеме ремонта КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая (Правая) при аварийном отключении КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая (Левая). Наибольшее превышение ДДТН выявлено в отчетный период летних максимальных нагрузок и составляет для КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 I цепь 1015 А (104,1% от $I_{ДДТН}$, 104,1% от $I_{АДТН}$).

Необходимо отметить, что в рассматриваемой схемно-режимной ситуации КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 II цепь находится в отключенном состоянии согласно контрольному замеру за отчетный период.

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 21,8°С для КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 I цепь составляет 975 А, АДТН – 975 А.

Для недопущения превышения АДТН КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 I цепь рекомендуется в схеме ремонта КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая (Правая) включить КВЛ 110 кВ ТЭЦ – РП-1 II цепь.

С учетом предложенного схемно-режимного мероприятия в схеме ремонта КВЛ 110 кВ ТЭЦ Левая (Правая) при аварийном отключении КВЛ 110 кВ ТЭЦ Правая (Левая) параметры режима находятся в области допустимых значений.

3 Особенности и проблемы функционирования энергосистемы Липецкой области

3.1 Показатели, характеризующие электросетевой комплекс Липецкой области

В таблице 32 представлены значения показателей за последние 5 лет, характеризующие деятельность филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго», как наиболее крупной сетевой компании, в собственности и обслуживании которой на территории Липецкой области находятся объекты распределительной электрической сети напряжением 35–110 кВ. Электросетевой комплекс характеризуется следующими показателями:

- уровень потерь электроэнергии, % – качественный показатель, характеризующий разность между электроэнергией, поступившей в сеть, и электроэнергией, отпущенной потребителям, определяемый по данным систем учета электроэнергии и измеряемый в процентном соотношении к отчетному году по каждому классу напряжения;

- величина недоотпуска электроэнергии, МВт·час – количественный показатель, характеризующий количество электроэнергии, которое недополучили потребители за время перерыва в электроснабжении;

- аварийность, аварий/1000 у. е. – качественный показатель, характеризующий готовность электросетевого комплекса к прохождению аварийных и чрезвычайных ситуаций по каждому классу напряжения;

- износ оборудования, % – качественный показатель, определяющий величину морального и физического износа основных фондов электросетевой организации в процентном соотношении к отчетному году;

- число центров питания с ограниченной пропускной способностью/общее количество центров питания, %;

- загрузка центров питания/установленная мощность центров питания, % – качественный показатель, характеризующий деятельность электросетевой компании по распределению существующей нагрузки и технологическому присоединению вновь вводимой максимальной мощности потребителей.

Таблица 32 – Характеристика электросетевого комплекса филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

Показатель	2017	2018	2019	2020	2021
	Уровень потерь электроэнергии в сети, %	2,99	3,08	1,98	1,41
	5,96	10,63	6,23	4,33	3,79
Величина недоотпуска, МВт·час	163,11	112,2	175,84	211,085	75,94
Аварийность, аварий/1000 у. е.	2,54	2,52	2,51	2,03	1,4
Износ оборудования, %	65,16	66,15	66,2	69,53	68,32
Число центров питания с ограниченной пропускной способностью/общее количество центров питания (%)	21/198 (10,6)	6/198 (3)	7/200 (3,5)	9/200 (4,5)	9/203 (4,4)
Загрузка центров питания/ установленная мощность центров питания (%)	923/2977,3 (31)	860,4/2977,3 (28,9)	796,7/3006,3 (26,5)	785,4/3006,3 (26,1)	830,2/3067,8 (27,1)

3.2 Анализ текущего состояния и рекомендации по переустройству электросетевых объектов 35 кВ и выше

3.2.1 Анализ текущей загрузки центров питания 35–110 кВ

Анализ существующей загрузки центров питания 35–110 кВ (раздел 2.5.1) показывает наличие центров питания, на которых возможно превышение ДДТН. В связи с этим необходимо выполнить более детальный анализ фактической и перспективной загрузки центров питания 35–110 кВ с учетом осуществления ТП и схемно-режимных мероприятий. Соответствующий анализ и выводы о необходимости мероприятий по увеличению пропускной способности центров питания 35–110 кВ представлены в разделах 4.9.2 и 4.9.9.

3.2.2 Анализ существующей загрузки ЛЭП 35–110 кВ

Анализ фактического потокораспределения в отчетный период показывает, что нагрузка ЛЭП 35–110 кВ не превышает допустимых значений для летних и зимних температур.

3.2.3 Анализ уровней напряжения в электрической сети 35 кВ и выше

Анализ уровней напряжения в электрической сети 35 кВ и выше показывает, что уровни напряжения находятся в пределах допустимых значений. Разработка дополнительных мероприятий по обеспечению допустимых уровней напряжения не требуется.

3.2.4 Рекомендации по переустройству электросетевых объектов 35–110 кВ в соответствии с техническим состоянием основного оборудования

На основании имеющихся актов технического освидетельствования, протоколов технического совета и писем собственников оборудования, подтверждающих необходимость переустройства электросетевых объектов в связи с техническим состоянием даны рекомендации по переустройству электросетевых объектов 35–110 кВ.

– ПС 110 кВ Лебединь – техническое состояние основного оборудования признано неудовлетворительным. Срок трансформаторов превышает нормативный. Необходимо выполнить полную реконструкцию ПС Лебединь с заменой существующих трансформаторов с учетом реализации проекта цифровизации подстанции. В том числе необходимо выполнить замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (10 шт.) (на основании протокола филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 20.04.2020 г.);

– ПС 110 кВ Круглое – замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ Октябрьская – замена масляного выключателя 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.). (на основании акта технического

освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ Хворостянка – замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ Березовка – замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель (намерение сетевой организации филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»);

– ПС 110 кВ Ситовка – замена масляных выключателей 110 кВ в цепях ВЛ Доброе левая (правая) на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) (намерение сетевой организации филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»);

– ПС 110 кВ Гидроборудование – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (6 шт.), трансформаторов тока (27 шт.), разъединителей (27 шт.), устройств РЗА (на основании протокола филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 27.04.2020 г.);

– ПС 110 кВ Компрессорная – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (5 шт.), трансформаторов тока (24 шт.), разъединителей (23 шт.), устройств РЗА (на основании протокола филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 27.04.2020 г.);

– ПС 110 кВ Тербуны – замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ Западная – замена масляных выключателей 110 кВ в цепях Т1 и Т2, а также секционного выключателя СВ 110 на элегазовые выключатели 110 кВ (3 шт.). (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ Тепличная – замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ ЛТП – замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ Доброе – замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ Нива – замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ Табак – замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 110 кВ Химическая – на подстанции требуется выполнить замену масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (11 шт.), трансформаторов тока (39 шт.), разъединителей (39 шт.), устройств РЗА (на основании протокола филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 27.04.2020 г.);

– ПС 35 кВ Водозабор – замена масляных выключателей ВМ 35 кВ в цепях Т1, Т2, ВЛ 35 кВ Введенка 1, ВЛ 35 кВ Водозабор, ВЛ 35 кВ Полевая, СВ 35 кВ на элегазовые выключатели 35 кВ (5 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 35 кВ №3 – замена масляных выключателей 35 кВ в цепях ВЛ 35 кВ Сенцово-2, ВЛ 35 кВ №5, СВ 35 кВ на элегазовые (3 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 35 кВ №1 – замена масляных выключателей 35 кВ в цепях ВЛ 35 кВ Казинка-1, ВЛ 35 кВ Матыра-2 (2 шт.) (на основании протокола филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 18.09.2020 №109/16-09);

– ПС 35 кВ Стебаево – замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 35 кВ Березняговка – замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 35 кВ Лебедянка – замена предохранителей в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 35 кВ Талицкий Чамлык – замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 35 кВ Трубетчино – замена предохранителя ПСН 35 кВ (Т-1, Т-2) – 2 шт. (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 35 кВ Ивановка – замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.);

– ПС 35 кВ Ломовец – замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) (на основании акта технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.).

В таблице 33 приведены объемы работ по реконструкции ВЛ 35–110 кВ.

Таблица 33 – Объемы работ по реконструкции ВЛ 35–110 кВ

Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ	Основание
ВЛ класса напряжения 110 кВ				
ВЛ 110 кВ Становая Правая, Левая	29	Реконструкция ВЛ 110 кВ Становая Правая (Левая) с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1–38 протяженностью 8 км (2 цепи (6 проводов) и грозотрос), а также реконструкция перехода через железную дорогу в пролете №89–90 с заменой провода на провод аналогичного сечения, грозотроса, цепной арматуры и изоляции	2022 ⁵	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 20.07.2014 г.
ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая, Левая	50,6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая (Правая) с заменой грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1-4, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1-263, замена провода АС-95 и АЖ-120 на АС-120 для приведения в соответствие с ПУЭ 7 изд. п. 2.5.77 (минимально допустимое сечение сталеалюминиевого провода по условиям механической прочности ВЛ 35 кВ и выше, сооружаемых на двухцепных или многоцепных опорах, составляет 120/19 мм ²) на участке опор №1-263 (48,56 км)	2022 ⁵	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 17.03.2015 г.
ВЛ 110 кВ Ольховец	7,49	Замена на ВЛ 110 кВ Ольховец грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1–13, №60–103, замена провода на провод аналогичного сечения с линейной арматурой на участке опор №60–103, выполнить переход через Ж/Д в соответствии с ПУЭ	2023	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 30.04.2013 г.

⁵ Завершение мероприятия ожидается в 2022 году.

Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ	Основание
ВЛ 110 кВ 2А	23,1	Замена грозотроса с линейной арматурой ВЛ 110 кВ 2А на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита	2024	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.04.2015 г.
ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь	18,68	Замена грозотроса с линейной арматурой ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайками в пролете опор №1-88, отпайка к ПС Правобережная в пролете опор № 1-8 с заменой грозотроса и подвесной арматуры, в пролете опор № 42-45 замена опор №42 и №43, замена провода на провод аналогичного сечения и грозотроса в анкерном пролете №42-45 на переходе через р. Воронеж	2024	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 23.03.2015 г.
ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная	19,81	Замена опор ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная 8 шт. (№3, №6, №9, №11, №13, №15, №40, №41), замена провода на провод аналогичного сечения, грозотроса в анкерном пролете №39-43 и подстановка двух опор в пролетах №31-32 отпайка к ПС Южная и пролет №3-4 отпайка к ПС Бугор для габарита, замена изоляторов с линейной арматурой на участке опор №1-57	2024	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 22.04.2015 г.
ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2	22,14	Замена грозотроса ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2 с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор № 8-115; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор № 9-115; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор № 59-60, 64-70; 71-80	2024	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 14.04.2015 г.
ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1	9	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1 на	2024	Акт технического освидетельствования

Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ	Основание
		участке опор № 13–50; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор № 14–49; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор № 13–23, 39–40; 48–49		филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 09.04.2015 г.
ВЛ класса напряжения 35 кВ				
ВЛ 35 кВ Борино левая, правая с отпайкой к ПС Троицкая	2×14	Замена существующего провода на провод аналогичного сечения на ВЛ 35 кВ Борино левая, правая с отпайкой к ПС Троицкая	2024	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 24.10.2014 г.
ВЛ 35 кВ Каменная Лубна	19,72	Замена существующего провода в пролетах опор №1–160, замена грозотроса в пролетах №1–13, замена устаревшей изоляции, сщепной арматуры и гасителей вибрации на проводе в пролетах опор №1-160, и грозотроса в пролетах опор №1-13 ВЛ 35 кВ Каменная Лубна. Замена 160 шт. опор № 1-160	2023	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 15.07.2015 г.
ВЛ 35 кВ Дрезгалово-1	7	Замена существующего провода в пролетах опор №1-75, замена грозотроса в пролетах №1-11, №52-86, №204-213 протяженности; замена устаревшей изоляции, сщепной арматуры на проводе и грозотросе в пролетах опор №1-75. Замена 38 шт. опор №3-10, №12-17, №19-28, №30-32, №35, №40-42, №47-50, №53-55, а также необходимо переустройство через ж/д с двойным креплением в пролете №44-45 и заменой двух опор №44 и №45 ВЛ 35 кВ Дрезгалово-1	2024	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 15.07.2015 г.
ВЛ 35 кВ Трубетчино	3,2	Замена грозотроса С-35 в пролетах опор №1-14 и №134-145 протяженностью 3,2 км; замена опоры в количестве 53 шт. №23, №38, №46-48, №50, №51, №53, №55, №56, №60, №62, №65, №67-69, №71-75,	2023	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ	Основание
		№77-79, №84, №88-91, № 93, №95, №100, №102, №107-109, №111, №114, №115, №124, №127, №129-132, №134-137, №139, №140 ВЛ 35 кВ Трубетчино		от 29.09.2014 г.
ВЛ 35 кВ Красная Пальна	15,4	Замена провода, изоляции и сепной арматуры на участке опор 13-41. Замена грозотроса и сепной арматуры на участке опор 9-15. Замена изоляции и сепной арматуры на участке опор 41-52 ВЛ 35 кВ Красная Пальна	2023	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 22.04.2015 г.
ВЛ 35 кВ Плоское	7,4	Замена провода на провод аналогичного сечения, изоляции и сепной арматуры ВЛ 35 кВ Плоское	2023	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 14.01.2015 г.
ВЛ 35 кВ Политово	16,1	Замена существующего провода на провод аналогичного сечения по всей ВЛ в пролетах опор №1-167, замена грозотроса в пролетах №1-15, №150-167; замена устаревшей изоляции, сепной арматуры и гасителей вибрации на проводе в пролетах опор №1-15 и №150-167. Замена 32 шт. опор №3-33, необходима подстановка опор 10 шт. в пролете опор №156-166 для габарита ВЛ 35 кВ Политово	2023	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 15.07.2015 г.
ВЛ 35 кВ Озерки	0,77	Вынос участка оп. №№ 9-14 протяженностью 0,77 км ВЛ 35 кВ Озерки	2022	Письмо филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958
ВЛ 35 кВ Веселое	0,6	Вынос участка оп. №№ 90-94 протяженностью 0,6 км ВЛ 35 кВ Веселое	2022	Письмо филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от

Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ	Основание
ВЛ 35 кВ Аксай	0,52	Вынос участка оп. №№ 127–131 протяженностью 0,52 км ВЛ 35 кВ Аксай	2022	16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958 Письмо филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958

98

4 Основные направления развития электроэнергетики Липецкой области

4.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Липецкой области

Энергетический сектор является основой для развития и улучшения показателей региона в целом. Основными задачами развития электроэнергетики Липецкой области, оказывающими значительное влияние на создание инновационной и конкурентоспособной экономики в регионе, на макроэкономический рост и макроэкономическую стабильность, на обеспечение устойчивого функционирования и развития коммунальной инфраструктуры, а также на улучшение экологической обстановки и качества окружающей среды, являются:

1. Обеспечение модернизации и внедрения инновационных, энергосберегающих технологий на предприятиях.

2. Обеспечение уровня энергобезопасности за счет модернизации, реконструкции и строительства новых инженерных систем и сетей, снижения аварийности инженерной инфраструктуры и потерь энергоресурсов при их производстве и транспортировке.

3. Удовлетворение требований населения к качеству жилищно-коммунальных услуг, бесперебойность подачи энергоресурсов населению и повышение уровня технической безопасности жилищного фонда.

Реализация поставленных задач планируется за счет модернизации, технологического развития, перехода к рациональному и экологически ответственному использованию ресурсов, созданию энергосберегающей продукции и технологий, привлечения инвестиций для реализации новых проектов в сфере энергосбережения, а также за счет развития ОЭЗ РУ технико-внедренческого типа.

На основании стратегического анализа развития выделяются следующие возможности развития энергетического комплекса Липецкой области:

– Реализация мероприятий по модернизации, энергосбережению, переходу к новым техническим решениям, технологическим процессам и оптимизационным формам управления в энергетическом комплексе.

– Увеличение использования возобновляемых (альтернативных) источников энергии.

– Предоставление муниципальной поддержки предприятиям, реализующим проекты, включенные в реестр инновационных проектов и направленные на создание инновационной, нанотехнологической, энергосберегающей продукции, а также технологий безотходных, экологически чистых производств.

– Повсеместное внедрение и применение приборов учета, сберегающих технологий, доведение уровня потерь энергоресурсов до минимума.

4.2 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2027 года

4.2.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности (базовый вариант развития)

Основной вариант прогноза потребления электроэнергии и мощности на период до 2027 года по территории Липецкой области принят в соответствии с базовым вариантом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы (далее – СиПР ЕЭС 2022–2028 гг.).

Основной сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии по территории Липецкой области, соответствующий базовому варианту СиПР ЕЭС 2022–2028 гг., характеризуется среднегодовым темпом 0,47 % до 2027 года. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период до 2027 года составляет 374 млн кВт·ч (от 13868,1 млн кВт·ч в 2021 году).

Основной сценарий прогнозного изменения потребления мощности по территории Липецкой области, соответствующий базовому варианту СиПР ЕЭС 2022–2028 гг., характеризуется среднегодовым темпом 0,76 % за период до 2027 года. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период до 2027 года составляет 99 МВт (от 2162 МВт в 2021 году).

Прогноз потребления электроэнергии и мощности (с разбивкой по годам) по территории Липецкой области до 2027 года (базовый вариант развития) представлен в таблицах 34 и 35.

На рисунках 18 и 19 для базового варианта развития представлены графики изменения потребления электрической энергии и собственного максимума энергосистемы Липецкой области до 2027 года соответственно.

Таблица 34 – Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Липецкой области

Показатель	Прогноз					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13 374	13 670	14 035	14 250	14 230	14 242
Прирост, %	–	2,21	2,67	1,53	-0,14	0,08

Таблица 35 – Прогноз потребления мощности энергосистемы Липецкой области

Показатель	Прогноз					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Собственный максимум, МВт	2 128	2 170	2 222	2 262	2 259	2 261
Прирост, %	–	1,97	2,40	1,80	-0,13	0,09

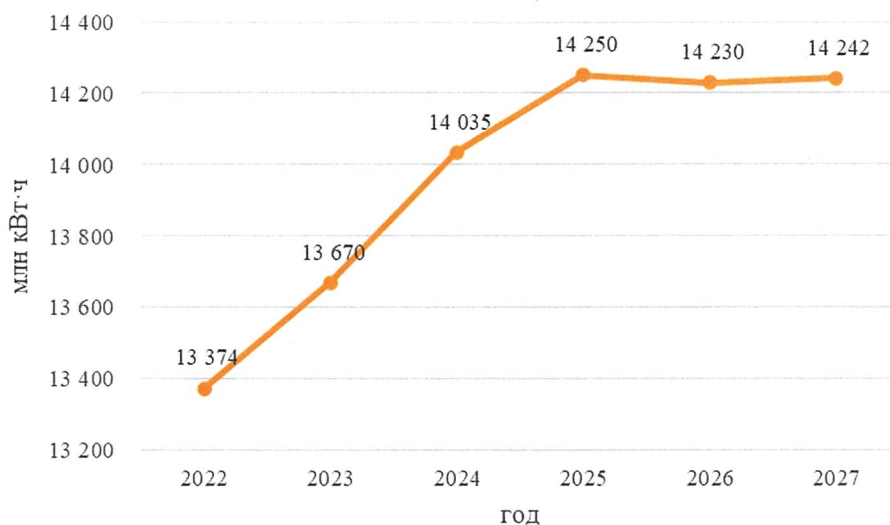


Рисунок 18 – Прогнозное изменение потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области до 2027 года (базовый вариант развития)

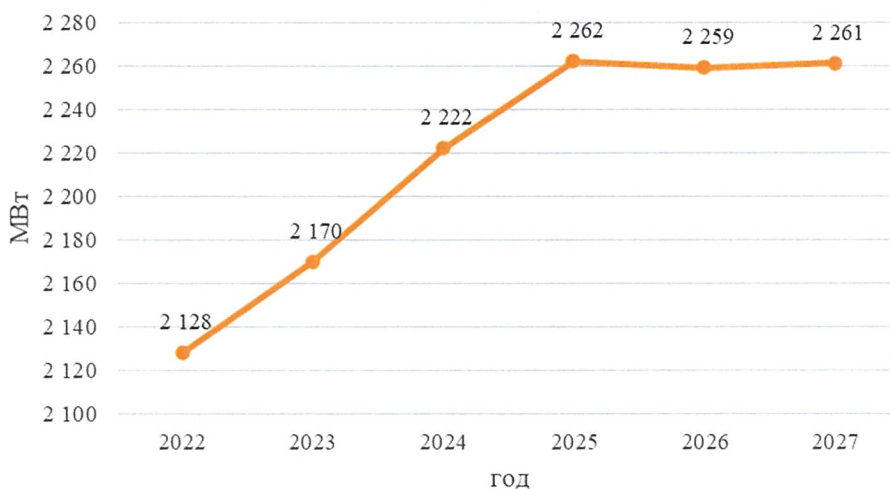


Рисунок 19 – Прогнозное изменение собственного максимума энергосистемы Липецкой области до 2027 года (базовый вариант развития)

4.2.2 Прогноз потребления электроэнергии и мощности (региональный вариант развития)

В соответствии с приоритетом развития Липецкой области по обеспечению макроэкономического роста и сохранения макроэкономической стабильности планируется развитие особых экономических зон регионального уровня:

- ОЭЗ РУ «Данков»;
 - ОЭЗ РУ «Тербуны»;
 - ОЭЗ РУ «Чаплыгинская»;
 - ОЭЗ РУ «Елецпром»
- приоритетными видами деятельности которых являются производство пищевых продуктов, лекарственных средств, готовых металлических изделий,

неметаллических минеральных продуктов, химическое производство, производство машин и оборудования, электрооборудования и др.

Прогноза потребления электрической энергии и мощности по региональному варианту развития сформирован с учетом:

1. Прогноза потребления электрической энергии и мощности СиПР ЕЭС 2022–2028 гг.

2. Предоставленной информации АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»:

– о потребителях, не учтенных в прогнозе потребления электрической энергии и мощности СиПР ЕЭС 2022–2028 гг.;

– о планируемых крупных инвестиционных проектах на территории Липецкой области, в том числе о перечне объектов, строительство которых предполагается осуществить на территории Липецкой области, максимальной мощности присоединяемых энергопринимающих устройств, сроках ввода в эксплуатацию, местах расположения в соответствии с имеющимися федеральными целевыми программами, краевыми и ведомственными программами (при наличии).

3. Поданных в установленном порядке в сетевые организации заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям потребителей электрической энергии.

Прогноз потребления электроэнергии и мощности с разбивкой по годам по территории Липецкой области для регионального варианта развития представлен в таблицах 36 и 37. На рисунках 20 и 21 для регионального варианта развития представлены графики изменения потребления электрической энергии и собственного максимума энергосистемы Липецкой области соответственно.

Таблица 36 – Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Липецкой области (региональный вариант развития)

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13 483	14 037	14 781	15 121	15 174	15 189
Прирост, %	–	4,11	5,30	2,30	0,35	0,10

Таблица 37 – Прогноз потребления мощности энергосистемы Липецкой области (региональный вариант развития)

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Собственный максимум, МВт	2145	2228	2340	2400	2409	2411
Прирост, %	–	3,87	5,01	2,57	0,36	0,10

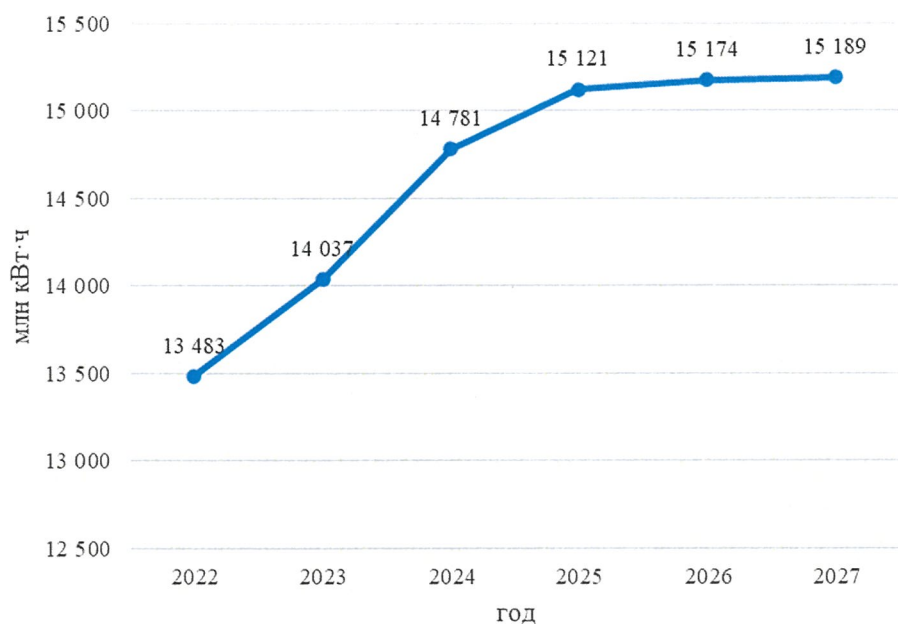


Рисунок 20 – Прогнозное изменение потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области до 2027 года (региональный вариант развития)

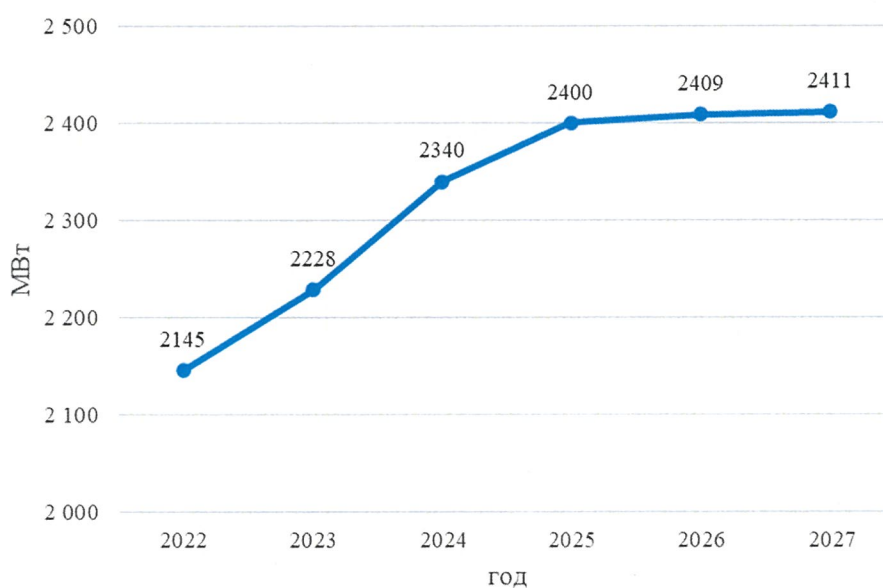


Рисунок 21 – Прогнозное изменение собственного максимума энергосистемы Липецкой области до 2027 года (региональный вариант развития)

4.2.3 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей (базовый вариант развития)

В таблице 38 приведен перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей энергосистемы Липецкой области с высокой вероятностью реализации предусмотренных СиПР ЕЭС 2022–2028 гг. а также в соответствии с действующими техническими условиями на ТП.

Таблица 38 – Мероприятия по развитию территориальных распределительных сетей энергосистемы Липецкой области (базовый вариант развития)

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Год реализации	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
Строительство ПС 220 кВ РП-3 с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый (2×200 МВА)	2023	СиПР ЕЭС 2022–2028 гг. ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Реконструкция ВЛ 220 кВ Северная – Metallургическая I, II цепь со строительством заходов на ПС 220 кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 3,96 км (4×0,99 км)	2023	
Строительство ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1 трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА)	2022	ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» от 19.11.2019 № 20529642
Строительство ЛЭП 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 кВ Елецкая 220 - КС-7А Правая, Левая до линейного портала в РУ 110 кВ ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1 ориентировочной протяженностью 15,5 км: (участок КЛ 110 кВ протяженностью 3,21 км открытым способом, участок КЛ 110 кВ протяженностью 0,14 км методом ГНБ; участок ВЛ 110 кВ протяженностью 12,15 км)	2022	
Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 – РП 2 I, II цепь; ВЛ 110 кВ Metallургическая – РП-2 I, II цепь (образуется путем реконструкции ВЛ 110 кВ РП-2 – Metallургическая Левая, Правая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая, Правая)	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 I цепь, ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 II цепь	2023	
Перезавод ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП 3 с отпайкой на ГПП-11 I цепь, ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП 3 с отпайкой на ГПП-11 II цепь на ПС 220 кВ РП 3 с образованием ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-3 с отпайкой	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Перезавод ВЛ 110 кВ Новая – ГПП 15-1 Левая (Правая) на ПС 220 кВ РП 3 с образованием КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-15-I I цепь, КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП 15-I II цепь без увеличения пропускной способности	2023	

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Год реализации	Обоснование включения в Схему и программу развития
Реконструкция ПС 110 кВ ГПП 5, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – ГПП-5 и ВЛ 110 кВ Metallургическая – ГПП-5 с образованием ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 Metallургическая II цепь	2023	
Установка на ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Metallургическая Левая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Metallургическая Правая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Metallургическая I цепь, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Metallургическая II цепь ТОР сопротивлением по 7,4 Ом. Реконструкция ПС 220 кВ Metallургическая с установкой шинных разъединителей: ШР 110 I СШ Прокат левая, ШР 110 II СШ Прокат правая и ШР 110 II СШ ГПП 5 правая (номинальный ток 1000 А)	2023	
Установка ТОР на ПС 110 кВ РП-2 в цепях ВЛ 110 кВ РП-2 – Metallургическая I, II цепь сопротивлением по 7,4 Ом. (номинальный ток 1000 А)	2023	
Замена шин 110 кВ в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ситовка на провод с длительно допустимой нагрузкой не менее 677 А при температуре окружающей среды +25°С	2023	

4.2.4 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей (региональный вариант развития)

В данном разделе приводится описание мероприятий, обусловленных необходимостью подключения к электрической сети энергосистемы Липецкой области новых потребителей в рамках регионального прогноза.

Рассматриваемые мероприятия носят рекомендательный характер. При поступлении подтверждающих документов организаций о технологическом присоединении энергопринимающих объектов необходимо рассматривать развитие электрических сетей Липецкой области с проработкой нескольких вариантов электроснабжения таких объектов с представлением соответствующих технических и экономических расчетов.

ПС 35/10 кВ Черная слобода

В настоящее время электроснабжение микрорайонов «Черная слобода» и «Северный» осуществляется от ПС 110 кВ Западная и РП №18. Помимо микрорайонов «Черная слобода» и «Северный» данные ПС 110 кВ и РП

осуществляют электроснабжение восточной части города. Географически ПС 110 кВ Западная и РП № 18, микрорайоны «Черная слобода» и «Северный» находятся в противоположных сторонах города. Протяженность питающих ВЛ составляет более 27 км. Значительная протяженность данных ВЛ накладывает существенные ограничения на их пропускную способность. Других центров питания, которые можно использовать для электроснабжения микрорайонов «Черная слобода» и «Северный», нет.

Для электроснабжения потребителей района «Черная слобода» планируется строительство новой подстанции напряжением 35/10 кВ с трансформаторами 2×6,3 МВА, схема РУ 35-4Н. Подключение данной подстанции планируется выполнить ответвлениями от ВЛ 35 кВ Восточная двухцепной ВЛ 35 кВ. Ответвления планируется выполнить в непосредственной близости от ПС 35 кВ Восточная. Протяженность новой ВЛ 35 кВ ориентировочно составит 6 км. Конкретные мероприятия будут определены при рассмотрении технических условий на технологическое присоединение. Строительство новой ВЛ 35 кВ и новой ПС 35 кВ Черная слобода планируется в 2025 г.

ПС 35/6 кВ ОЭЗ Данков

На этапе до 2023 года в рамках регионального прогноза рассматривается реализация перспективного проекта по переработке топинамбура «ИстАгроДон» в районе ОЭЗ РУ «Данков». Планируемая мощность потребителя составляет 4,5 МВт (3,5 МВА с учетом коэффициента реализации). Заявленный класс напряжения потребителя составляет 6 кВ, категория надежности – вторая.

С учетом указанных параметров нагрузки и планируемого расположения потребителя рекомендуется выполнить строительство новой подстанции напряжением 35/6 кВ с трансформаторами 2×6,3 МВА, схема РУ 35-4Н. Подключение данной подстанции планируется выполнить ответвлениями от ВЛ 35 Данков-сельская и ВЛ 35 кВ Политово. Протяженность новых ВЛ 35 кВ ориентировочно составит 2 км.

ПС 110/35/10 кВ Птицекомплекс

На этапе до 2025 года в рамках регионального прогноза рассматривается реализация перспективного проекта – строительство птицекомплекса АО «Куриное царство» в Краснинском районе Липецкой области. Планируется поэтапное подключение потребителя суммарной мощностью 28 МВт (15,6 МВА с учетом коэффициента реализации): I этап – ввод нагрузки суммарной мощностью 14 МВт в 2023 году, II этап – ввод нагрузки суммарной мощностью 6 МВт в 2024 году, III этап – ввод нагрузки суммарной мощностью 8 МВт в 2025 году. Заявленный класс напряжения потребителя составляет 10–35 кВ. В связи с характером производства птицекомплексу присваивается вторая категория надежности.

С учетом указанных параметров нагрузки и планируемого расположения потребителя рекомендуется выполнить строительство новой подстанции

напряжением 110/35/10 кВ с трансформаторами 2×16 МВА, схема РУ 110-4Н. Подключение данной подстанции планируется выполнить ответвлениями от ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая и ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая. Протяженность новых участков ВЛ кВ ориентировочно составит 5 км.

Перечень реализуемых и перспективных проектов

В таблице 39 приведен перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей энергосистемы Липецкой области в соответствии региональными планами развития электросетевого комплекса.

Таблица 39 – Мероприятия по развитию территориальных распределительных сетей энергосистемы Липецкой области (региональный вариант развития)

Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов проекта ВЛ (Кол-во × цепность × км) ПС, МВА	Год реализации	Обоснование
Строительство ПС 35 кВ Черная Слобода 2×6,3 МВА	2×6,3 МВА	2025	Электроснабжение мкр. Черная Слобода и Северный в г. Елец
Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Восточная до ПС 35 кВ Черная Слобода	1×2×6	2025	
Строительство ПС 35 кВ ОЭЗ Данков 2×6,3 МВА	2×6,3 МВА	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОЭЗ РУ "Данков"
Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Данков-сельская до ПС 35 кВ ОЭЗ Данков ориентировочной протяженностью 2 км	1×1×2 км	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОЭЗ РУ "Данков"
Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Политово до ПС 35 кВ ОЭЗ Данков ориентировочной протяженностью 2 км	1×1×2 км	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОЭЗ РУ "Данков"
Строительство ПС 110 кВ Птицекомплекс 2×16 МВА	2×16 МВА	2023	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО "Куриное Царство" в Краснинском районе
Строительство отпайки от ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая и ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая	2×1×5 км	2023	Обеспечение технологического присоединения

Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики	Год реализации	Обоснование
до ПС 110 кВ Птицекомплекс ориентировочной протяженностью 5 км			потребителей АО "Куриное Царство" в Краснинском районе

4.3 Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций

В таблице 40 приведены плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей всех классов напряжения Липецкой области.

Таблица 40 – Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций Липецкой области

№	Наименование показателя	Фактическое значение показателя за 2020 год	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					
			2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»							
1.1	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	3,0460	6,0496	5,9589	5,8695	-	-	-
1.2	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	0,4735	1,3408	1,3207	1,309	-	-	-
2	ООО «Техноинжиниринг»							
2.1	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	0	0	0	0	0	0	-
2.2	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	0	0	0	0	0	0	-
3	ООО «Лонгричбизнес»							
3.1	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки	0	0	0	0	-	-	-

№	Наименование показателя	Фактическое значение	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					
	(Psaidi)							
3.2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	0	0	0	0	-	-	-
4	АО «Липецкое торгово-промышленное объединение»							
4.1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0	0	0	-	-	-
4.2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	0	0	0	0	-	-	-
5	Филиал ПАО «Россети-Центр»-«Липецкэнерго»							
5.1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	2,1575	2,1023	2,0708	2,0397	2,0091	1,9790	-
5.2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	1,0894	1,0703	1,0569	1,0411	1,0255	1,0101	-
6	ОАО «РЖД»							
6.1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0,2430	0,2394	0,2358	-	-	-
6.2	Показатель средней частоты прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	0	0,1549	0,1526	0,1503	-	-	-
7	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»							
7.1	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0,0912	0	0	0	-	-	-
7.2	Показатель средней	0,0152	0	0	0	-	-	-

№	Наименование показателя	Фактическое значение	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					
	частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)							
8	ООО «ЛТК «Свободный сокол»							
8.1.	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	0	0	-	-	-	-	-
8.2	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	0	0	-	-	-	-	-
9	ООО «Первая сетевая компания»							
9.1	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidd)	0	0	0	0	0	0	-
9.2	Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (Psaifi)	0	0	0	0	0	0	-

4.4 Детализация электропотребления и максимума нагрузки с выделением потребителей

Детализация электропотребления и максимума нагрузки с выделением крупных потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона представлена в таблицах 41 и 42 соответственно.

Таблица 41 – Детализация прогноза потребления электроэнергии энергосистемы Липецкой области

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13374	13670	14035	14250	14230	14242
в том числе:						
АО «ОЭЗ ППТ» «Липецк»	368,3	425,2	569,4	569,4	605,7	605,7
ПАО «НЛМК»	6818	6986	7147	7147	6897	6647
ООО «ТК Елецкие овощи»	492	492	492	492	492	492
ООО «ТК ЛипецкАгро»	226,5	226,5	226,5	226,5	226,5	226,5
ООО «Овощи Черноземья»	364	364	364	364	364	364

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ОАО «РЖД» в границах Липецкой области	310,8	310,8	310,8	310,8	310,8	310,8

Таблица 42 – Детализация прогноза потребления мощности энергосистемы Липецкой области

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Собственный максимум, МВт	2128	2170	2222	2262	2259	2261
в том числе:						
АО «ОЭЗ ППТ» «Липецк»	38,9	44,9	60,1	60,1	63,9	63,9
ПАО «НЛМК»	893	893	893	893	893	893
ООО «ТК Елецкие овощи»	142	142	142	142	142	142
ООО «ТК ЛипецкАгро»	77	77	77	77	77	77
ООО «Овощи Черноземья»	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5
ОАО «РЖД» в границах Липецкой области	50	50	50	50	50	50

4.5 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области

4.5.1 Планируемый вывод генерирующих мощностей из эксплуатации

В период до 2027 года мероприятия по выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области, предусмотренные СиПР ЕЭС 2022–2028 гг., отсутствуют.

4.5.1 Планируемый ввод генерирующих мощностей

В таблице 43 приведен перечень планируемых к строительству генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области с высокой вероятностью реализации, предусмотренных СиПР ЕЭС 2022–2028 гг.

Таблица 43 – Перечень планируемых к вводу генерирующих мощностей на территории Липецкой области

Электростанция	Ст. №	Установленная мощность, МВт	Год
УТЭЦ-2 (ПАО «НЛМК»)	1	150	2023
	2	150	2023
ВСЕГО		300	

Дополнительного ввода генерирующих мощностей на территории Липецкой области не планируется.

4.6 Перспектива изменения установленной мощности в энергосистеме Липецкой области

Перспектива изменения установленной мощности на до 2027 года по энергосистеме Липецкой области по базовому варианту развития приведена в таблице 44.

Таблица 44 – Перспектива изменения установленной мощности по энергосистеме Липецкой области, МВт

Наименование электростанции	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Липецкая ТЭЦ-2	515	515	515	515	515	515
Елецкая ТЭЦ	5	5	5	5	5	5
Данковская ТЭЦ	9	9	9	9	9	9
ТЭЦ ПАО «НЛМК»	332	332	332	332	332	332
УТЭЦ ПАО «НЛМК»	150	150	150	150	150	150
ГТРС ПАО «НЛМК»	40	40	40	40	40	40
ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	12	12	12	12	12	12
Мини ТЭЦ ООО «ТК ЛипецкАгро»	6,704	6,704	6,704	6,704	6,704	6,704
ТЭЦ сахарных заводов	62,93	62,93	62,93	62,93	62,93	62,93
Ввод мощности						
УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	0	300	300	300	300	300
ВСЕГО	1133	1433	1433	1433	1433	1433

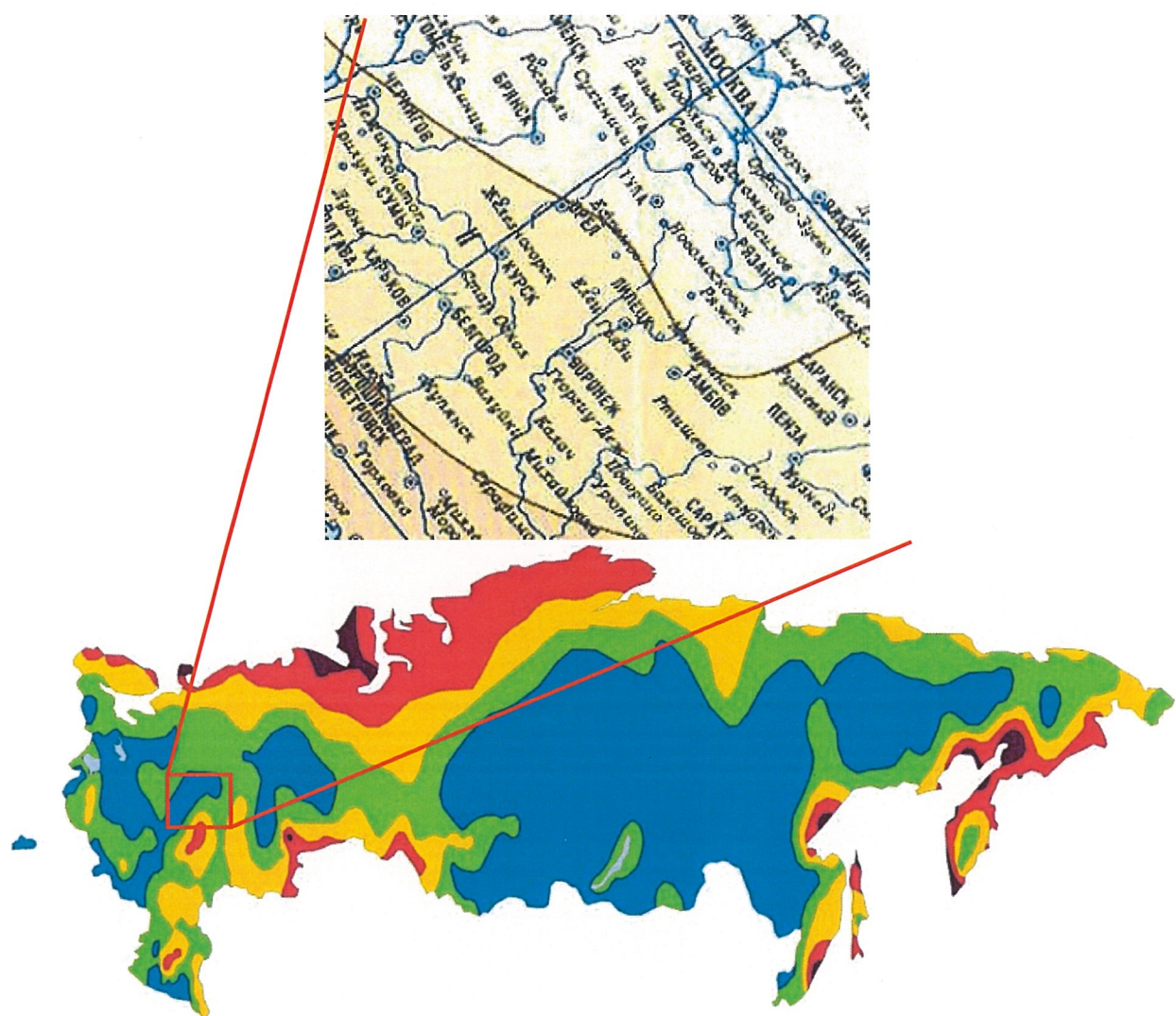
Поскольку при региональном варианте развития ввод и вывод дополнительных мощностей не планируется, перспектива изменения установленной мощности по энергосистеме Липецкой области по региональному варианту развития совпадает с базовым вариантом.

4.7 Прогноз возможных объемов развития энергетики Липецкой области на основе ВИЭ и местных видов топлива

В данном разделе представлен анализ технического потенциала Липецкой области по развитию возобновляемых источников энергии.

4.7.1 Перспективы развития ветроэнергетики региона

На рисунке 22 представлена карта ветровых ресурсов России с выделением Липецкой области. Для 1 категории характерна мощность ветрового потока менее 200 Вт/м^2 при среднегодовой скорости ветра на открытой местности менее $4,5 \text{ м/с}$. Для второй категории мощность ветрового потока составляет $200\text{--}400 \text{ Вт/м}^2$ при среднегодовой скорости ветра на открытой местности от $4,5$ до $5,5 \text{ м/с}$. При том что экономически обоснованная номинальная скорость ветра стандартной ветроэнергетической установки составляет более 12 м/с (две среднегодовые скорости ветра). В соответствии с картой ветровых ресурсов, выявлено, что территория региона относится к 1 и 2 категориям, что означает, что вероятность развития системной ветроэнергетики крайне низкая.



Закрытая местность		Открытая местность		Морское побережье		Открытое море		Холмы и горы	
м/с	Вт/м ²	м/с	Вт/м ²	м/с	Вт/м ²	м/с	Вт/м ²	м/с	Вт/м ²
>6,0	>250	>7,5	>500	>8,5	>700	>9,0	>800	>11,5	>1800
5,0 6,0	150 - 250	6,5 7,5	300 - 500	7,0 8,5	400 - 700	8,0 9,0	600 - 800	10 11,5	1200 - 1800
4,5 5,0	100 - 150	5,5 6,5	200 - 300	6,0 7,0	250 - 400	7,0 8,0	400 600	8,5 10,0	700 1200
3,5 4,5	50 - 100	4,5 5,5	100 - 200	5,0 6,0	150 - 250	5,5 7,0	200 - 400	7,0 8,5	400 700
<3,5	<50	<4,5	<100	<5,0	<150	<5,5	<200	<7,0	<400

Рисунок 22 – Карта ветровых ресурсов в России и центральной части

4.7.2 Перспективы развития солнечной энергетики региона

Данный вид энергетики основывается на преобразовании электромагнитного солнечного излучения в электрическую или тепловую энергию. Потенциал развития солнечной энергетики в Липецкой области определяется тем, что выработка солнечной энергии в первую очередь зависит от географической широты, погоды, времени суток и необходимости очистки панелей от снега и пыли.



Рисунок 23 – Карта потока солнечной радиации, приходящегося на 1 м² за один день на территории РФ

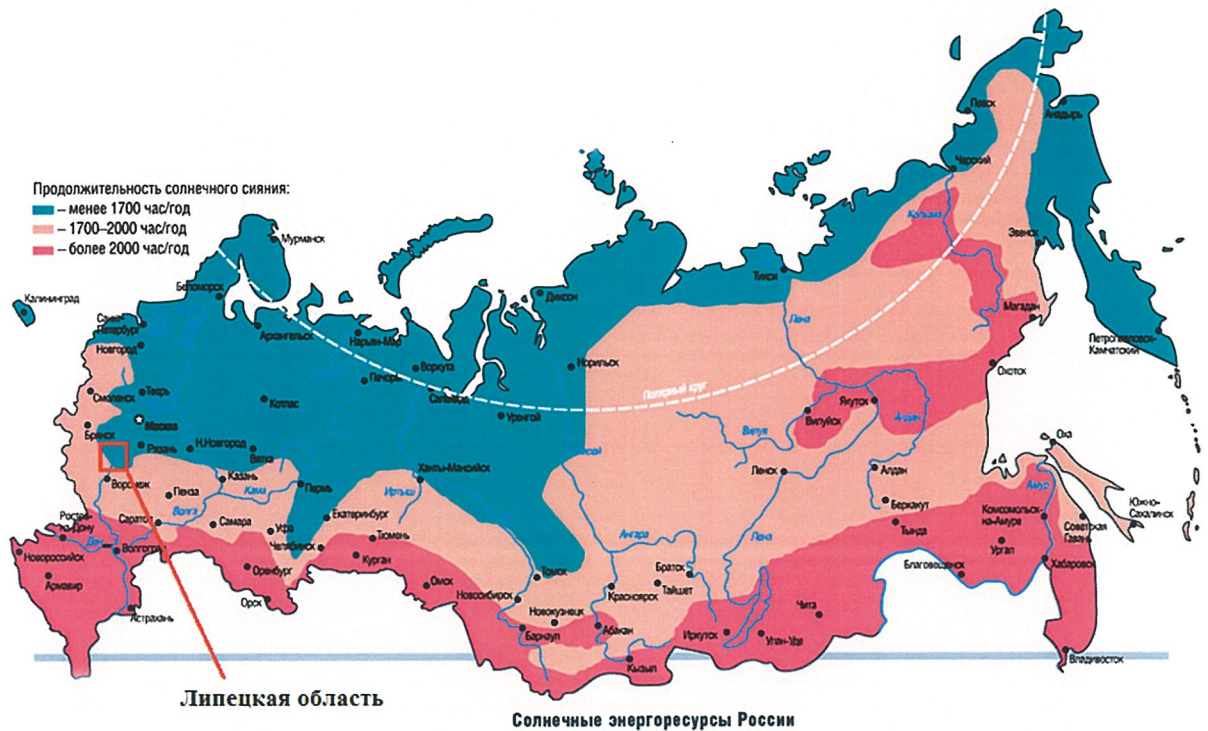


Рисунок 24 – Продолжительность солнечного сияния в России

Как видно из рисунка 23, суммарная солнечная радиация на территории Липецкой области на 1 м² составляет от 3,0 до 3,5 кВт·ч/м², а в соответствии с рисунком 24 продолжительность солнечного сияния – менее 1 700 ч/год.

По приведенным выше картам можно приблизительно оценить максимальную возможную величину выработки электроэнергии на территории

Липецкой области: 150–170 млн кВт·ч в год. Выработка электроэнергии на солнечных электростанциях может осуществляться преимущественно в летний период.

4.7.3 Перспективы развития малой гидроэнергетики региона

В настоящее время намечена тенденция к возрождению малой энергетики на территории Липецкой области.

В Липецкой области в пятидесятых годах прошлого века для нужд колхозов, совхозов и предприятий коммунально-бытового хозяйства и местной промышленности на реках Дон, Красивая Меча, Сосна и других было построено более полутора десятков МГЭС мощностью от 0,5 до 1,5 МВт. В конце 70-х годов с приходом централизованной энергетики с более дешевой электроэнергией эти МГЭС были выведены в резерв и позднее, в связи с банкротством их владельцев, прекратили свое существование.

В настоящее время расчеты показывают, что стоимость электроэнергии, вырабатываемой МГЭС, сопоставима с текущими ценами на электроэнергию, отпускаемую региональными поставщиками сельскохозяйственным, коммунально-бытовым и промышленным предприятиям Липецкой области. Таким образом, малая гидроэнергетика является альтернативой централизованному энергоснабжению для районов Липецкой области. Использование МГЭС позволит зафиксировать стоимость энергоресурсов на приемлемом для потребителя уровне.

Ввиду перспектив по развитию распределенной генерации и возрождению строительства и использования МГЭС ООО «Русэнергохолдинг» с привлечением австрийской гидроэнергетической компании Global Hydro планирует восстановление четырех МГЭС, ранее функционировавших на реке Красивая Меча, – Сергиевской, Троекуровской, Кураповской и Тютчевской. Установленная мощность каждой МГЭС составит 2 МВт. Все они будут объединены в автономное энергетическое кольцо с возможностью отпуска электроэнергии сторонним потребителям, а также выдачи в электрическую сеть энергосистемы Липецкой области и, в случае необходимости, питанием от электрической сети. Проектирование МГЭС и сетевого хозяйства будет осуществлять Мособлгидропроект.

Дополнительно в рамках реализуемого проекта предусматривается строительство четырех предприятий по переработке выращиваемой в этих районах сельхозпродукции с общим числом 220 рабочих мест. Данный проект может стать «пилотным» в Липецкой области.

Преимуществами МГЭС являются:

- отсутствует нарушение природного ландшафта и окружающей среды в процессе строительства и на этапе эксплуатации;
- отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она не теряет первоначальных природных свойств и может использоваться для водоснабжения населения;

- практически отсутствует зависимость от погодных условий;
- обеспечивается подача потребителю дешевой электроэнергии в любое время года.

В таблице 45 представлены основные характеристики малых ГЭС, планируемых к восстановлению на территории региона.

Таблица 45 – Основные характеристики малых ГЭС, планируемых к восстановлению на территории Липецкой области

Наименование МГЭС	Установленная мощность, МВт	Адрес размещения объекта
МГЭС Кураповская	2	с. Курапово Лебединского района Липецкой области
МГЭС Сергиевская	2	п. Сергиевское Краснинского района Липецкой области
МГЭС Троекуровская	2	п. Троекурово Лебединского района Липецкой области
МГЭС Тютчевская	2	с. Тютчево Троекуровского сельсовета Лебединского района Липецкой области

4.7.4 Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства региона

Липецкая область является аграрным регионом. В области широко развито животноводство и растениеводство. Исходя из этого высок энергетический потенциал отходов сельского хозяйства для использования их для получения электроэнергии.

В таблице 46 представлены данные по показателям валового биоэнергетического потенциала отходов сельского хозяйства Липецкой области (данные приняты согласно «Методическим основам оценки биоэнергетического потенциала в сельскохозяйственном производстве», Елецкий государственный университет им. И.А. Бунина). Валовой энергетический потенциал органических отходов сельскохозяйственного производства представляет собой общий выход отходов растениеводства и животноводства по всем категориям хозяйств.

Таблица 46 – Валовой биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства Липецкой области

Отрасли	Валовой биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства, тыс. т.у.т.
Растениеводство	
Зерновые культуры	1061,5
Масленичные культуры	64,8
Сахарная свекла	22,3
Картофель	4,9
Итого по растениеводству	1153,5
Животноводство	
Молочное стадо	23,2

Отрасли	Валовой биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства, тыс. т.у.т.
Выращивание и откорм КРС	21,9
Мелкий рогатый скот	0,8
Свиноводство	27,9
Птицеводство	30,6
Итого по животноводству	104,4
ВСЕГО	1257,9

В таблице 47 представлены данные по энергетическому потенциалу отходов сельского хозяйства муниципальных районов Липецкой области. Экономический потенциал – это часть валового энергетического потенциала, которая может быть реализована на крупных сельскохозяйственных предприятиях, поскольку биологические отходы аграрного производства в личных подсобных хозяйствах используются, как правило, в качестве удобрения в самих хозяйствах. При определении биоэнергетического потенциала отходов растениеводства необходимо учитывать, что часть соломы, ботвы и стеблей растений теряется при их доставке, часть используется для нужд животноводства в качестве подстилочного материала.

Производственно-технологический энергетический потенциал отходов представляет собой часть экономического потенциала, используемую непосредственно для получения электроэнергии.

Таблица 47 – Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства муниципальных районов Липецкой области

Муниципальные районы	Валовой биоэнергетический потенциал	Экономический потенциал	Производственно-технологический потенциал		
	т.у.т.	т.у.т.	т.у.т.	млн кВт·ч	МВт
Воловский	46958	24425	21059	171,44	19,57
Грязинский	46100	24302	21200	172,59	19,70
Данковский	75162	38323	32909	267,91	30,58
Добринский	108446	56996	49412	402,26	45,92
Добровский	52872	27044	23206	188,92	21,57
Долгоруковский	62706	31924	27482	223,73	25,54
Елецкий	59279	29808	25741	209,56	23,92
Задонский	62227	31174	26785	218,06	24,89
Измалковский	39635	19708	16881	137,43	15,69
Краснинский	66667	34015	29470	239,92	27,39
Лебедянский	76113	43432	39189	319,04	36,42
Лев-Толстовский	99308	56831	50994	415,14	47,39
Липецкий	74222	38023	32722	266,39	30,41
Становлянский	85336	43838	37634	306,38	34,97
Тербунский	122392	66228	56739	461,91	52,73
Усманский	46242	24212	20868	169,89	19,39
Хлевенский	77165	39248	33837	275,47	31,45
Чаплыгинский	52488	26963	23416	190,63	21,76
ВСЕГО	1253318	656494	569544	4636,66	529,29

Таким образом, результаты оценки биоэнергетического потенциала отходов сельскохозяйственного производства подтверждают, что аграрный сектор Липецкой области может быть способным покрывать собственные нужды и даже быть энергетически избыточным – избыток биоэнергетических ресурсов можно направлять на удовлетворение нужд других отраслей экономики региона, однако данный вопрос требует дополнительной проработки в рамках самостоятельного проекта.

4.8 Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на период до 2027 года

4.8.1 Общая оценка балансовой ситуации (базовый вариант развития)

Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии в соответствии с СиПР ЕЭС 2022–2028 гг. представлена в таблице 48. На рисунке 25 показано прогнозное изменение балансов электроэнергии на период до 2027 года.

Таблица 48 – Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (базовый вариант развития)

Показатель	Прогноз					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13 374	13 670	14 035	14 250	14 230	14 242
Прирост, %	–	2,21	2,67	1,53	-0,14	0,08
Покрытие (производство электрической энергии), млн кВт·ч	5 799,0	7 285,2	8 880,2	9 222,8	8 797,0	8 967,0
Прирост, %	–	25,63	21,89	3,86	-4,62	1,93
Сальдо перетоков электрической энергии*	7 575,0	6 384,8	5 154,8	5 027,2	5 433,0	5 275,0
Прирост, %	–	-15,71	-19,26	-2,48	8,07	-2,91



Рисунок 25 – Перспективные балансы электроэнергии энергосистемы Липецкой области на период до 2027 года (базовый вариант развития)

Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (базовый вариант развития) представлена в таблице 49. На рисунке 26 показано прогнозируемое изменение балансов мощности на период до 2027 года.

Таблица 49 – Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (базовый вариант развития)

Показатель	Прогноз					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Собственный максимум, МВт	2 128	2 170	2 222	2 262	2 259	2 261
Прирост, %	–	1,97	2,40	1,80	-0,13	0,09
Покрытие (установленная мощность), МВт	1 133	1 433	1 433	1 433	1 433	1 433
Прирост, %	–	26,49	0,00	0,00	0,00	0,00

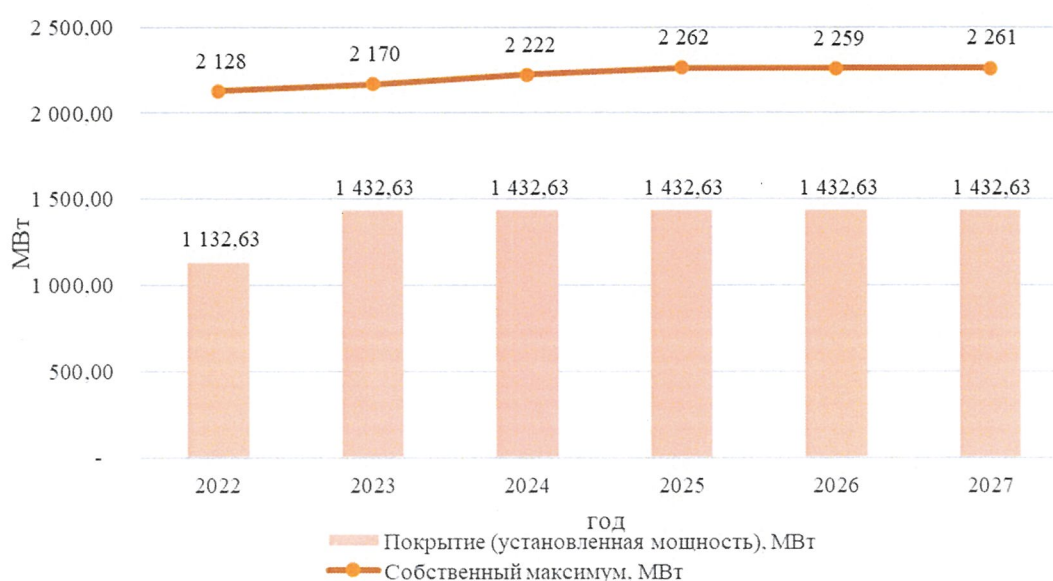


Рисунок 26 – Перспективные балансы мощности энергосистемы Липецкой области на период до 2027 года (базовый вариант развития)

Анализ перспективной балансовой ситуации (базовый вариант развития) показывает, что рост электропотребления энергосистемы Липецкой области в среднем за период до 2027 года будет обеспечиваться на 58,2 % за счёт собственной генерации и на 41,8 % за счёт сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

4.8.2 Общая оценка балансовой ситуации (региональный вариант развития)

Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (региональный вариант развития) представлена в таблице 50. На рисунке 27 показано прогнозируемое изменение балансов электроэнергии на период до 2027 года.

Таблица 50 – Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (региональный вариант развития)

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13 483	14 037	14 781	15 121	15 174	15 189
Прирост, %	–	4,11	5,30	2,30	0,35	0,10
Покрытие (производство электрической энергии), млн кВт·ч	5799	7285	8880	9223	8797	8967
Прирост, %	–	25,63	21,89	3,86	-4,62	1,93
Сальдо перетоков электрической энергии*	7684	6752	5901	5899	6377	6222
Прирост, %	–	-12,13	-12,61	-0,03	8,12	-2,43



Рисунок 27 – Перспективные балансы электроэнергии энергосистемы Липецкой области на период до 2027 года (региональный вариант развития)

Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (региональный вариант развития) представлена в таблице 51. На рисунке 28 показано прогнозируемое изменение балансов мощности на период до 2027 года.

Таблица 51 – Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (региональный вариант развития)

Показатель	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Собственный максимум, МВт	2145	2228	2340	2400	2409	2411
Прирост, %	–	3,87	5,01	2,57	0,36	0,10
Покрытие (установленная мощность), МВт	1133	1133	1433	1433	1433	1433
Прирост, %	–	0,00	26,49	0,00	0,00	0,00

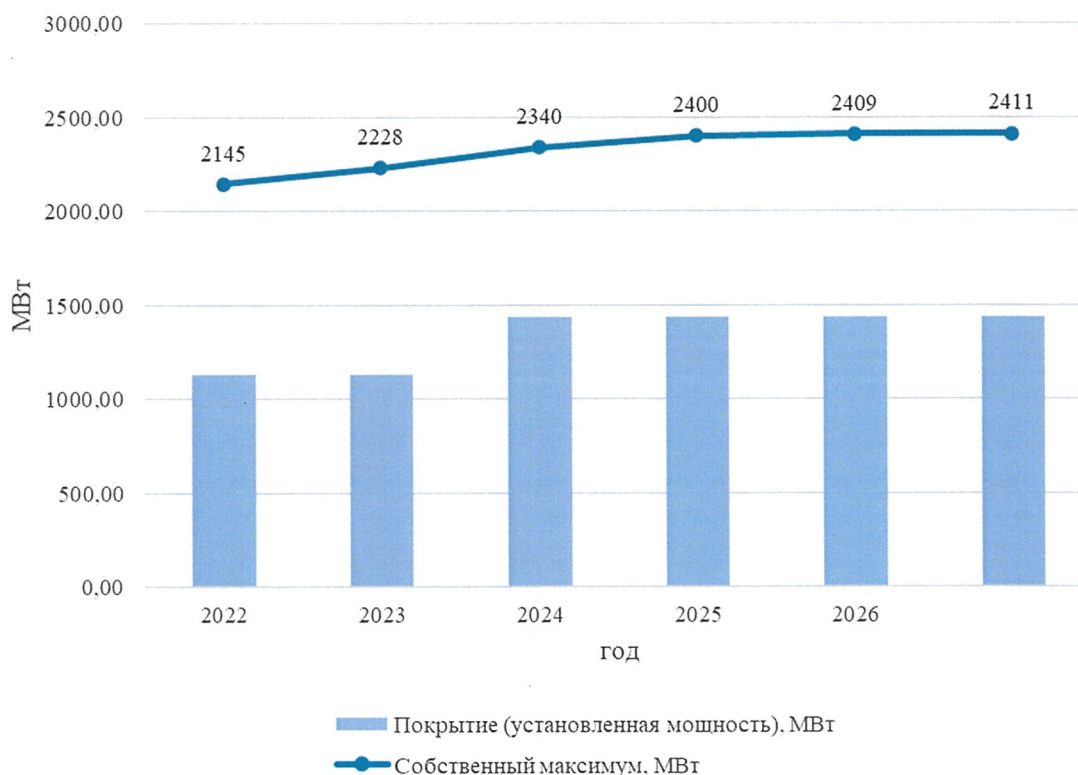


Рисунок 28 – Перспективные балансы мощности энергосистемы Липецкой области на период до 2027 года (региональный вариант развития)

Анализ перспективной балансовой ситуации (региональный вариант развития) показывает, что рост электропотребления энергосистемы Липецкой области в среднем за период до 2027 года будет обеспечиваться на 55,5 % за счёт собственной генерации и на 44,5 % за счёт сальдо-перетоков из соседних энергосистем.

4.9 Развитие электрической сети напряжением 35 кВ и выше

Ниже приводятся решения по электрическим сетям 35 кВ и выше, расположенным на территории Липецкой области, на период до 2027 года по двум вариантам развития:

– базовый (умеренный) вариант, на основании прогноза электропотребления и мощности, разрабатываемого АО «СО ЕЭС», учитывающий необходимые

мероприятия по техническому перевооружению и реконструкции эксплуатируемого оборудования, ликвидации районов с высоким риском выхода параметров режимов за область допустимых значений и исполнению договоров об осуществлении технологического присоединения;

– региональный (оптимистический) вариант, учитывающий опережающее развитие электрических сетей в соответствии с планами развития региона, особых экономических зон, генерирующих компаний и т. д.

4.9.1 Расчет электроэнергетических режимов работы электрической сети с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Липецкой области (базовый вариант развития)

В работе выполнены расчеты электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем, а также при нормативных возмущениях в соответствии с Требованиями к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденными приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630 на каждый год рассматриваемого периода до 2027 года.

В соответствии с пунктом 5.3 ГОСТ Р 58670–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчёты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» были сформированы расчетные модели для следующих условий:

1. зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах, применяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации о градостроительной деятельности для определения климатических параметров, учитываемых при проектировании зданий и сооружений, планировке и застройке городских и сельских поселений (далее – правила строительной климатологии), приведены температуры воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, с округлением до ближайшего целого значения – минус 27°C ($t_{\text{зим } 0,92}$);

2. зимний режим максимальных и минимальных нагрузок – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, приведенной в приложении А ГОСТ Р 58670–2019 – плюс 5°C ($t_{\text{ГОСТ}}$);

3. летний режим максимальных нагрузок (период экстремально высоких температур) – при температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности

энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены температуры воздуха для теплого периода года с обеспеченностью 0,98, с округлением в большую сторону до значения, кратного 5°C – плюс 30°C ($t_{лет\ 0,98}$);

4. летний режим максимальных и минимальных нагрузок – при среднемесячной температуре наружного воздуха территориальной энергосистемы, в которой размещается ЛЭП, электросетевое или генерирующее оборудование, средневзвешенной по потреблению электрической мощности энергорайонов, для которых в правилах строительной климатологии приведены среднемесячные температуры воздуха наиболее теплого летнего месяца, с округлением до ближайшего целого значения – плюс 20°C ($t_{лет\ ср}$).

Для определения расчетных величин потребления мощности в энергосистеме Липецкой области среднесуточная температура наружного воздуха в сутки прохождения максимума потребления мощности в осенне-зимний период принята минус 15,8 °C ($t_{ср\ СиПР}$).

Расчетные величины потребления мощности в энергосистеме Липецкой области на 2022–2027 годы, определенные в соответствии с абзацем 2 пункта 5.5 ГОСТ Р 58670–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчёты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» представлены в таблице 52.

Таблица 52 – Расчетные величины потребления мощности в энергосистеме Липецкой области на 2022–2027 годы

Наименование показателя	$t, ^\circ\text{C}$	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Зимний максимум (СиПР)	-15,8	2128	2170	2222	2262	2259	2261
Зимний максимум	-27	2188	2231	2284	2325	2322	2324
Зимний минимум		1890	1927	1973	2009	2006	2008
Зимний максимум	5	1996	2036	2085	2122	2119	2121
Зимний минимум		1725	1759	1801	1833	1831	1832
Летний максимум (ПЭВТ)	30	1563	1594	1632	1662	1659	1661
Летний максимум	20	1513	1543	1580	1608	1606	1607
Летний минимум		1248	1272	1303	1326	1324	1325

В таблице 53 приведены данные о планируемых к вводу электрических нагрузках наиболее крупных потребителей, которые учтены в рамках разработки базового прогноза потребления мощности энергосистемы Липецкой области.

В таблице 54 приведены данные о мероприятиях по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области согласно Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2022 – 2028 годы (далее –

СиПР ЕЭС 2022–2028 гг.), а также предусмотренных действующими договорами ТП.

Таблица 53 – Планируемая к вводу электрическая нагрузка с указанием заявленной максимальной мощности согласно действующим договорам ТП

№ п/п	Наименование заявителя	Центр питания 110 кВ и выше	Заявляемая мощность по ТУ, МВт	Коэффициент набора мощности Кнаб, о.е.	Мощность, принятая в РМ с учетом Кнаб, МВт
1	ПАО «Новолипецкий металлургический комбинат» (ПАО «НЛМК»)	1. ПС 220 кВ Металлургическая 2. ПС 220 кВ Северная	15 ⁶	0,8	12,08
2	(Этапный) ООО «СЗ «СФС-С» («Специализированный застройщик «Спецфундаментстрой-С») (бывшее АО Липецкая ипотечная корпорация)	ПС 110 кВ Университетская	0,7797	0,4	0,31188
3	ПРОГРЕСС ОАО	ПС 110 кВ Октябрьская	5	0,5	2,5
4	АО «Хлебная База №30»	ПС 110 кВ Табак	1,14	0,5	0,57
5	Российские железные дороги ОАО	ПС 110 кВ Елец-тяга	16,29	0,5	8,145
6	Особая экономическая зона промышленно-производственного типа Липецк АО	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1	40	0,7	28
7	Российские железные дороги ОАО	ПС 35 кВ Солидарность	1	0,5	0,5
8	Российские железные дороги ОАО	ПС 35 кВ Кириллово	1	0,5	0,5
9	Российские железные дороги ОАО	ПС 35 кВ Бабарыкино	1	0,5	0,5
10	Черноземье ООО	ПС 110 кВ Тербунский гончар	10	0,9	9
11	ГУАРД-НЭТ СОЧИ ООО	ПС 35 кВ Тихий Дон	1,6	0,9	1,44
12	ГЛОБУС ГРУПП ООО	ПС 110 кВ Университетская	0,91933	0,4	0,367732
13	ООО Политовское хлебоприемное предприятие	ПС 35 кВ Политово	0,8	0,5	0,4
14	АО Транснефть-Дружба	ПС 110 кВ Сухая	4,7	0,8	3,76

⁶ В соответствии с ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020 заявляемая максимальная мощность составляет 150,1 МВт (с учетом перераспределения существующей нагрузки в объеме 135,1 МВт).

№ п/п	Наименование заявителя	Центр питания 110 кВ и выше	Заявляемая мощность по ТУ, МВт	Коэффициент набора мощности Кнаб, о.е.	Мощность, принятая в РМ с учетом Кнаб, МВт
		Лубна			
15	АО Транснефть-Дружба	ПС 110 кВ Становое	3,4	0,8	2,72
16	АнгелИстРус ООО	ПС 110 кВ Химическая	4,8	0,5	2,4
17	(Этапный) Ремстройсервис ЗАО	МПС 35 кВ Романово	0,92	0,4	0,368
18	ЧугунСпецСтрой ООО	ПС 110 кВ КПД	0,9	0,4	0,36
19	ООО «Эгида»	ПС 110 кВ ОЭЗ	1,84	0,8	1,472
20	ООО «Семенной завод КВС»	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1	1,6	0,9	1,44
21	ООО «Сингента Продакшн»	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1	1,25	0,8	1
22	АО «АСК»	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1	3,353	0,5	1,6765
23	ООО «Байер Елец Продакшн»	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1	2,176	0,8	1,7408
24	ООО «Шанс Энтерпрайз»	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1	3	0,8	2,4
25	ООО «Рустарк»	ПС 220 кВ Казинка	12,75	0,9	11,475
26	ООО «ЛВМ РУС»	ПС 220 кВ Казинка	7	0,9	6,3
27	ООО «Бекарт Липецк»	ПС 220 кВ Казинка	12,3	0,8	9,84
28	ООО «Август Логистика»	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1	1,2	0,5	0,6
29	ООО «Овощи Черноземья»	ПС 220 кВ Усмань-тяговая	5	0,9	4,5

Таблица 54 – Планируемые мероприятия по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области

Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов проекта	Год реализации мероприятия	Обоснование
	ВЛ (кол-во × цепность × км) шт.×МВА/ Мвар/ Ом		
Строительство ПС 220 кВ РП-3 трансформаторной мощностью 400 МВА (2×200 МВА)	2×200	2023	СиПР ЕЭС 2022–2028 гг. ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020

Наименование проекта (краткое)	Технические характеристики	Год реализации	Обоснование
Реконструкция ВЛ 220 кВ Северная – Металлургическая I, II цепь со строительством заходов на ПС 220 кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 3,96 км (4×0,99 км)	4×0,99	2023	СиПР ЕЭС 2022–2028 гг. ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Установка ТОР на ПС 110 кВ РП-2 в цепях ВЛ 110 кВ РП-2 – Металлургическая I, II цепь сопротивлением по 7,4 Ом. (номинальный ток 1000 А)	2×7,4	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Установка на ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая Левая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая Правая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая I цепь, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая II цепь ТОР сопротивлением по 7,4 Ом. Реконструкция ПС 220 кВ Металлургическая с установкой шинных разъединителей: ШР 110 I СШ Прокат левая, ШР 110 II СШ Прокат правая и ШР 110 II СШ ГПП 5 правая (номинальный ток 1000 А)	4×7,4	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 – РП 2 I, II цепь; ВЛ 110 кВ Металлургическая – РП-2 I, II цепь (образуется путем реконструкции ВЛ 110 кВ РП-2 – Металлургическая Левая, Правая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая, Правая)	1×2×2,4	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020

Наименование проекта (мера поддержки)	Технические характеристики	Год реализации	Обоснование
Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 I цепь, ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 II цепь	1×2×1,6	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Перезавод ВЛ 110 кВ Новая – ГПП 15-1 Левая (Правая) на ПС 220 кВ РП 3 с образованием КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-15-I I цепь, КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП 15-I II цепь без увеличения пропускной способности ⁷	1×2×6,6	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Реконструкция ПС 110 кВ ГПП 5, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – ГПП-5 и ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП-5 с образованием ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 Металлургическая II цепь	1×1×3,4	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Строительство ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1	2×40	2022	ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» от 19.11.2019 № 20529642
Строительство ЛЭП 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 кВ Елецкая 220 – КС-7А Правая, Левая до линейного портала в РУ 110 кВ ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1 ориентировочной протяженностью 15,5 км: (участок КЛ 110 кВ протяженностью 3,21 км открытым способом, участок КЛ 110 кВ протяженностью 0,14 км методом ГНБ; участок ВЛ 110 кВ	2×1×15,5	2022	ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» от 19.11.2019 № 20529642

⁷ Учтено переводом нагрузки на ПС 220 кВ РП-3.

Наименование проекта (краткое наименование)	Технические характеристики	Год реализации	Обоснование
протяженностью 12,15 км)			
Перезавод ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 I цепь, ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 II цепь на ПС 220 кВ РП-3 с образованием ВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 I цепь, ВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-3 с отпайкой на ГПП-11 II цепь	1×2×1,4	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Замена шин 110 кВ в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ситовка на провод с длительно допустимой токовой нагрузкой не менее 677 А при температуре окружающей среды +25°С	1×1×0,3	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020

Анализ результатов расчетов электрических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в ремонтных схемах показал, что уровни напряжения на шинах 35 кВ и выше станций и подстанций энергосистемы Липецкой области во всем рассматриваемом периоде находятся в пределах значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

В нормальной схеме электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области, а также при нормативных возмущениях из нормальной схемы сети за рассматриваемый период превышения ДДТН ЛЭП и трансформаторного оборудования не выявлено.

При нормативных возмущениях в ремонтных схемах сети электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области выявлено превышение АДТН ЛЭП и трансформаторного оборудования.

ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь / ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь / АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино

Превышение ДДТН ряда элементов сети: ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь; ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь; АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино – выявлено в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая –

Борино. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в режиме зимних минимальных нагрузок при температуре плюс 5 °С на этапе 2022 года и составляет для:

- ВЛ 220 кВ Борино – Новая I цепь 1157 А (135,7% от $I_{ДДТН}$, 115,7% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Борино – Новая II цепь 1158 А (135,9% от $I_{ДДТН}$, 115,8% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Северная – Новая I цепь 1165 А (117,7% от $I_{ДДТН}$, 117,7% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Северная – Новая II цепь 1147 А (115,8% от $I_{ДДТН}$, 115,8% от $I_{АДТН}$);
- АТ-1 ПС 500 кВ Борино 748 А (116,1% от $I_{ДДТН}$, 107,8% от $I_{АДТН}$);
- АТ-2 ПС 500 кВ Борино 749 А (116,3% от $I_{ДДТН}$, 108,1% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья 1013 А (102,3% от $I_{ДДТН}$, 102,3% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 5°С для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь ДДТН – 852 А, АДТН – 1000 А;
- для ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь ДДТН – 990 А, АДТН – 990 А;
- для АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Борино (по стороне ВН) ДДТН – 644 А, АДТН – 693 А;
- для ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья ДДТН – 990 А, АДТН – 990 А.

В результате превышения $I_{АДТН}$ ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на 158 А действует 7 ступень АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на АРС Нововоронежской АЭС в объеме 1460 МВт, что приводит к устранению превышения АДТН.

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь устраняется разгрузкой Нововоронежской АЭС и загрузки Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья, ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья и ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая выявлено в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период зимних минимальных нагрузок при температуре минус 27 °С на этапе 2022 года и составляет для:

- ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья 1394 А (139,4% от $I_{ДДТН}$, 139,4% от $I_{АДТН}$);

- ВЛ 220 кВ Южная – Усманы-тяговая 1085 А (108,5% от $I_{ДДТН}$, 108,5% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды минус 27°С для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья ДДТН – 1000 А, АДТН – 1000 А;
- для ВЛ 220 кВ Южная – Усманы-тяговая ДДТН – 1000 А, АДТН – 1000 А.

В результате превышения $I_{АДТН}$ ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья на 394 А действует 8 ступень существующей АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на АРС Нововоронежской АЭС в объеме 1700 МВт, что приводит к устранению превышения АДТН и ДДТН и вводит параметры режима в область допустимых значений.

АТ-1 (АТ-2 / АТ-3) ПС 220 кВ Елецкая

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-2 / АТ-3) ПС 220 кВ Елецкая выявлено в схеме ремонта АТ-3 (АТ-1 / АТ-2) ПС 220 кВ Елецкая при аварийном отключении АТ-2 (АТ-3 / АТ-1) ПС 220 кВ Елецкая. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 27 °С на этапе 2025 года и составляет (по стороне ВН) для:

- АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая 475 А (131,5% от $I_{ДДТН}$, 112,8% от $I_{АДТН}$);
- АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая 416 А (110,3% от $I_{ДДТН}$, 94,6% от $I_{АДТН}$);
- АТ-3 ПС 220 кВ Елецкая 476 А (131,6% от $I_{ДДТН}$, 112,8% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды минус 27 °С для указанных элементов сети составляет (по стороне ВН):

- для АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая ДДТН – 361 А, АДТН – 421 А;
- для АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая ДДТН – 376 А, АДТН – 439 А;
- для АТ-3 ПС 220 кВ Елецкая ДДТН – 361 А, АДТН – 421 А.

Для недопущения превышения АДТН вышеуказанных элементов рекомендуется в ремонтной схеме одного из трансформаторов ПС 220 кВ Елецкая превентивно отключить ВЛ 220 кВ Елецкая – Маяк, ВЛ 220 кВ Елецкая – Тербуны с отпайкой на Ливны со стороны ПС 220 кВ Елецкая и ВЛ 220 кВ Борино – Елецкая 220 №1(2).

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-3) устраняется отключением изменением положения анцапфы РПН оставшихся двух АТ на ПС 220 кВ Правобережная (перевод в первое положение с $K_T = 0,589$), что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь с отпайкой на ПС Южная / ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная II цепь с отпайкой на ПС Южная

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь (II цепь) с отпайкой на ПС Южная выявлено в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная II цепь (I цепь) с отпайкой на ПС Южная при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С (ПЭВТ) на этапе 2023 года и составляет для ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь (II цепь) с отпайкой на ПС Южная 545 А (113,8% от $I_{ДДТН}$, 113,8% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 30 °С для ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная составляет 478 А, АДТН – 478 А.

Для недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь (II цепь) с отпайкой на ПС Южная рекомендуется в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная II цепь (I цепь) с отпайкой на ПС Южная включить в транзит одну из ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайками со стороны ПС 220 кВ Новая.

С учетом предложенного схемно-режимного мероприятия в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная II цепь (I цепь) с отпайкой на ПС Южная и аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино параметры режима находятся в области допустимых значений.

АТ-1 ПС 220 кВ Сокол

Превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ Сокол выявлено в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Металлургическая при аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) Металлургическая. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 20 °С на этапе 2023 года и составляет для АТ-1 ПС 220 кВ Сокол (по стороне ВН) 333 А (106% от $I_{ДДТН}$, АДТН не превышена).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 20 °С для АТ-1 ПС 220 кВ Сокол составляет (по стороне ВН) 314 А, АДТН – 376 А.

Превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ Сокол устраняется загрузкой Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино

Превышение ДДТН ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино выявлено в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период зимних максимальных

нагрузок при температуре минус 27 °С на этапе 2022 года и составляет для ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино 2118 А (105,9% от $I_{\text{ДДТН}}$, 105,9% от $I_{\text{АДТН}}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 20 °С для ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино составляет 2000 А, АДТН – 2000 А.

В результате превышения $I_{\text{АДТН}}$ ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино на 118 А действует 3 ступень АОПО ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино на АРС Нововоронежской АЭС в объеме 480 МВт, что приводит к устранению превышения АДТН и ДДТН и вводит параметры режима в область допустимых значений.

АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино выявлено в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Борино при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5 °С на этапе 2022 года и составляет для АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино (по стороне ВН) 721 А (112% от $I_{\text{ДДТН}}$, 104% от $I_{\text{АДТН}}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 5 °С для АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино составляет (по стороне ВН) 644 А, АДТН – 693 А.

В рассматриваемой схемно-режимной ситуации по условию вывода в ремонт одного из АТ ПС 500 кВ Борино выводятся 2–8 ступени и вводится 9 ступень АОПО АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино (с действием на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино) и 10-12 ступени (с действием на отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино).

Превышение АДТН и ДДТН устраняется в результате действия 9 ступени АОПО АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь / ВЛ 220 кВ Северная – Новая I (II) цепь (двойная схема ремонта)

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь и ВЛ 220 кВ Северная – Новая I (II) цепь выявлено в двойной схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I) цепь и ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС и ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I цепь) при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино. По условию вывода в ремонт одной из цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая выводятся 2–8 ступени и вводится 9 ступень АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь с действием на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино. Превышение

ДДТН выявлено в период летних нагрузок при температуре плюс 20 °С на этапе 2022 года и составляет:

- ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь 908 А (121,6% от $I_{ДДТН}$, 101,5% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Северная – Новая I (II) цепь 880 А (101,6% от $I_{ДДТН}$, 101,6% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 20°С для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь ДДТН – 746 А, АДТН – 894 А;
- для ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь ДДТН – 866 А, АДТН – 866 А.

В результате действия 9 ступени АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино возникает превышение ДДТН ряда элементов. В частности, токовая загрузка следующих элементов составляет:

- ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь с отпайкой на ПС Южная 708 А (132,2% от $I_{ДДТН}$, 132,2% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная II цепь с отпайкой на ПС Южная 705 А (131,6% от $I_{ДДТН}$, 131,6% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I цепь, II цепь 547 А (102% от $I_{ДДТН}$, 102% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 20°С для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь (II цепь) с отпайкой на ПС Южная ДДТН – 536 А, АДТН – 536 А;
- для ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I цепь, II цепь ДДТН – 536 А, АДТН – 536 А.

Для недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная рекомендуется в двойной схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I) цепь и ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС превентивно отключить ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная со стороны ПС 220 кВ Правобережная.

С учетом предлагаемого схемно-режимного мероприятия токовая загрузка в результате действия 9 ступени АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино составляет для:

- ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I цепь, II цепь 841 А (156,8% от $I_{ДДТН}$, 156,8% от $I_{АДТН}$);

- ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья 887 А (102,4% от $I_{ддтн}$, 102,4% от $I_{адтн}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 20°C для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья ДДТН – 866 А, АДТН – 866 А.

В результате превышения $I_{адтн}$ ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья на 21 А действует 2 ступень АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья на АРС Нововоронежской АЭС в объеме 240 МВт, что приводит к устранению превышения АДТН данного элемента. При этом токовая загрузка ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I цепь, II цепь 797 А (148,7% от $I_{ддтн}$, 148,7% от $I_{адтн}$).

Для исключения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I цепь, II цепь рекомендуется установка АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I, II цепь на ПС 220 кВ Правобережная с действием на отключение ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I и II цепей со стороны ПС 220 кВ Правобережная.

В результате действия рекомендуемой АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I (II) цепь на отключение ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I (II) цепь со стороны ПС 220 кВ Правобережная возникает превышение ДДТН ряда сетевых элементов. В частности, токовая загрузка следующих элементов составляет для:

- ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская (ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2) 654 А (138,3% от $I_{ддтн}$, 138,3% от $I_{адтн}$);
- ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья 1016 А (117,3% от $I_{ддтн}$, 117,3% от $I_{адтн}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 20°C для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская (ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2) ДДТН – 472 А, АДТН – 472 А.

В результате действия АОПО ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская на отключение ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская со стороны ПС 110 кВ Компрессорная и 6 ступени АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья на АРС Нововоронежской АЭС в объеме 1200 МВт ($I_{адтн}$ ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья превышен на 150 А) превышение АДТН и ДДТН устраняются.

Таким образом, рекомендуемое мероприятие по вводу АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I, II цепь на ПС 220 кВ Правобережная с действием на отключение ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I и II цепей

со стороны ПС 220 кВ Правобережная позволяют повысить надежность функционирования энергосистемы Липецкой области.

4.9.2 Анализ перспективной загрузки центров питания 35–110 кВ (базовый вариант развития)

В целях проверки пропускной способности трансформаторов центров питания 35–110 кВ энергосистемы Липецкой области проведен анализ фактической и перспективной загрузки трансформаторного оборудования.

Анализ загрузки центров питания выполнен с учетом следующих условий:

- Коэффициенты допустимой длительной перегрузки ($K_{пер}$) трансформаторов 110 кВ приняты на основании официальных данных собственников оборудования и в соответствии с приказом Минэнерго России от 08.02.2019 №81.
- Коэффициенты допустимой длительной перегрузки трансформаторов 35 кВ и трансформаторов 110 кВ мощностью менее 5 МВА приняты на основании официальных данных собственников оборудования и в соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 13.01.2003 №6.
- Возможность перевода нагрузки в послеаварийном режиме на другие центры питания для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима и данные об индексе технического состояния приняты на основании официальных данных собственника оборудования.
- При определении перспективной загрузки трансформаторов учитывались ТУ на ТП на основании официальных данных собственников электросетевых объектов.

Анализ загрузки центров питания 35–110 кВ выполнен для температур наружного воздуха, соответствующих дню контрольного замера, когда был зафиксирован максимум нагрузки центра питания. Значения температур наружного воздуха в дни контрольных замеров за рассматриваемый отчетный представлены в таблице 55.

Таблица 55 – Температура наружного воздуха в день зимнего контрольного измерения потокораспределения, °С

Период	День контрольного замера	Температура, °С
Лето	19.06.2019	21,7
	17.06.2020	22,1
	16.06.2021	21,8
Зима	18.12.2019	2,9
	16.12.2020	-4,4
	15.12.2021	-2,2

Анализ загрузки центров питания 35–110 кВ и выше выполнен по следующим критериям:

– для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения длительно допустимой нагрузки (далее – ДДН) трансформатора в нормальной схеме;

– для двух- и более трансформаторных подстанций по критериям недопустимости превышения ДДН трансформатора в нормальной схеме и недопустимости превышения ДДН трансформатора при отключении наиболее мощного трансформатора центра питания.

Данные о фактической и перспективной загрузке центров питания 35–110 кВ с учетом осуществления ТП по договорам, а также с учетом схемно-режимных мероприятий по переводу нагрузки по сетям 6–35 кВ на другие центры питания представлены в таблицах 56, 57. Цветом выделены значения нагрузок центров питания, превышающие ДДН трансформаторного оборудования.

Таблица 56 – Анализ загрузки центров питания 35–110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

Наименование центра питания	Наименование Т		Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Марка Т	ИТС		Максимум нагрузки за 3 года, МВА		Длина ЦП в режиме N-1, МВА		Нагрузка, переводимая на другие ЦП		Заявленная мощность по ТУ на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + ТУ на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
	Т-1	Т-2		S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ			лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима		лето	зима	лето	зима
			U _{ном} , кВ																	
ПС 110 кВ Агрегатная	Т-1	16	115/6,6	115/6,6	1982	ТДН	83	11,19	12,51	15,76	18,58	0,96	0,14	11,33	12,65	10,37	11,69			
	Т-2	16	115/6,6	115/6,6	1977	ТДН	85	2,36	2,91	9,81	11,72	0,18	0,01	2,37	2,92	2,19	2,74			
ПС 110 кВ Волово	Т-1	10	115/38,5/11	115/38,5/11	1993	ТДН	85	10,77	16,20	15,70	18,58	4,8	0,57	11,34	16,77	6,54	11,97			
	Т-2	10	115/38,5/11	115/38,5/11	1995	ТДН	76	5,83	7,36	6,20	7,38	1,89	0,29	6,12	7,65	4,23	5,76			
ПС 110 кВ Гороховская	Т-1	16	115/38,5/11	115/38,5/11	1974	ТДН	85	6,41	6,63	9,84	11,72	1,92	1,70	8,10	8,32	6,18	6,40			
	Т-2	16	115/38,5/11	115/38,5/11	1977	ТДН	88	11,54	17,15	39,24	45,19	0,36	0,35	11,89	17,50	11,53	17,14			
ПС 110 кВ Долгоруково	Т-1	6,3	115/38,5/11	115/38,5/11	1970	ТМГ	86	3,73	8,63	9,81	11,72	0,7	0,58	4,31	9,21	3,61	8,51			
	Т-2	10	115/38,5/11	115/38,5/11	1975	ТДН	93	2,58	2,36	6,20	7,31	0,4	0,25	2,83	2,61	2,43	2,21			
ПС 110 кВ Донская	Т-1	10	115/38,5/11	115/38,5/11	1967	ТДН	86	2,52	0,73	2,63	2,63	0,29	0,04	2,56	0,77	2,27	0,48			
	Т-2	10	115/38,5/11	115/38,5/11	2020	ТДН	92	2,62	3,44	6,20	7,31	0,75	0,02	2,63	3,45	1,88	2,70			
ПС 110 кВ Западная	Т-1	40	115/6,3	115/6,3	1999	ТРУН	86	7,68	5,74	15,70	18,58	1,6	0,69	8,37	6,42	6,77	4,82			
	Т-2	40	115/6,3	115/6,3	1992	ТРУН	85	6,26	9,22	29,79	31,25	0	10,22	16,48	19,45	16,48	19,45			
ПС 110 кВ Измалково	Т-1	10	115/38,5/11	115/38,5/11	1980	ТДН	82	10,23	10,95	9,81	11,72	1	0,20	10,43	11,15	9,43	10,15			
	Т-2	10	115/38,5/11	115/38,5/11	1983	ТДН	80	1,04	1,32	2,63	2,63	0	0,00	1,04	1,33	1,04	1,33			
ПС 110 кВ Кашары	Т-1	10	115/11	115/11	2008	ТМН	84	1,73	2,39	4,20	4,20	0,65	0,12	1,85	2,50	1,20	1,85			
	Т-2	6,3	115/11	115/11	1986	ТМН	90													
ПС 110 кВ Лукошкино	Т-1	2,5	110/11	110/11	1982	ТМН	86													
	Т-2	2,5	110/11	110/11	1990	ТМН	80													
ПС 110 кВ Набережное	Т-1	6,3	115/38,5/11	115/38,5/11	1973	ТМГ	83													
	Т-2	10	115/38,5/11	115/38,5/11	1983	ТДН	90													
ПС 110 кВ Табак	Т-1	16	115/6,6	115/6,6	1981	ТДН	85													
	Т-2	16	115/6,6	115/6,6	2012	ТДН	94													
ПС 110 кВ Тербунский гончар	Т-1	25	115/10,5	115/10,5	2008	ТДН	94													
	Т-2	25	115/10,5	115/10,5	2013	ТДН	90													
ПС 110 кВ Тербуны	Т-1	10	115/38,5/11	115/38,5/11	1980	ТДН	94													
	Т-2	10	115/38,5/11	115/38,5/11	1972	ТДН	93													
ПС 35 кВ II-е Тербуны	Т-1	2,5	35/11	35/11	1982	ТМ	94													
	Т-2	2,5	35/11	35/11	1986	ТМН	94													
ПС 35 кВ Авангард	Т-1	4	35/10	35/10	1990	ТМН	94													

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДУП ЦП в режиме N-1, МВА		Нарузка, переводимая на другие ЦП	Заявляемая мощность по $\Delta S_{\text{ДУ}}$, МВА	Перспективная нагрузка с ЦП + ТУ на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$ кВ				лето	зима	лето	зима			лето	зима	лето	зима
ПС 35 кВ Аврора	T-2	4	35/10	1990	ТМН	94											
	T-1	2,5	35/11	1984	ТМН	94	1,58	1,88	2,63	2,63	0,35	0,13	1,71	2,01	1,36	1,66	
ПС 35 кВ Афанасьев	T-2	2,5	35/11	1984	ТМН	80											
	T-1	2,5	35/11	1978	ТМ	91	1,39	1,75	2,63	2,63	0	0,00	1,39	1,75	1,39	1,75	
ПС 35 кВ Большая Боевка	T-2	2,5	35/11	1982	ТМ	94											
	T-1	2,5	35/11	1983	ТМ	94	0,29	0,29	2,63	2,63	0,05	0,00	0,29	0,29	0,24	0,24	
ПС 35 кВ Бабарыкино	T-2	2,5	35/11	1989	ТМН	94											
	T-1	2,5	35/11	1986	ТМН	94	0,58	0,87	2,63	2,63	0,31	0,59	1,17	1,45	0,86	1,14	
ПС 35 кВ Борки	T-2	2,5	35/11	1982	ТМ	90											
	T-1	2,5	35/11	1981	ТМН	90	1,03	1,81	2,63	2,63	0	0,01	1,03	1,82	1,03	1,82	
ПС 35 кВ Васильевка	T-2	2,5	35/11	1984	ТМН	94											
	T-1	2,5	35/11	1981	ТМ	83	0,58	0,76	2,63	2,63	0,05	0,00	0,58	0,76	0,53	0,71	
ПС 35 кВ Веселое	T-2	2,5	35/11	1982	ТМ	87											
	T-1	2,5	35/11	1984	ТМ	88	0,64	0,18	2,63	2,63	0,03	0,08	0,72	0,26	0,69	0,23	
ПС 35 кВ Воронеж	T-2	4	35/10	1982	ТМН	90											
	T-1	4	35/10	1984	ТМН	94	1,21	1,86	4,20	4,20	0,3	0,05	1,27	1,91	0,97	1,61	
ПС 35 кВ Восточная	T-2	10	36,75/6,3	1974	ТМН	93											
	T-1	16	36,75/6,3	1979	ТДНС	94	4,83	5,85	10,50	10,50	1,3	0,09	4,92	5,94	3,62	4,64	
ПС 35 кВ Гатище	T-2	2,5	35/11	1973	ТМ	84											
	T-1	2,5	35/11	1983	ТМ	91	0,42	0,48	2,63	2,63	0	0,00	0,42	0,48	0,42	0,48	
ПС 35 кВ Гнилуша	T-2	6,3	35/11	1980	ТМН	88											
	T-1	6,3	35/11	1981	ТМН	94	1,77	2,94	6,62	6,62	0,3	0,01	1,78	2,95	1,48	2,65	
ПС 35 кВ Голиково	T-2	1,8	35/6	1974	ТАМ	92											
	T-1	1,6	35/6	1974	ТАМ	92	1,51	1,28	1,68	1,68	0	0,04	1,54	1,32	1,54	1,32	
ПС 35 кВ Грызово	T-2	2,5	35/11	1973	ТМ	92											
	T-1	2,5	35/11	1973	ТМ	92	0,63	0,75	2,63	2,63	0,2	0,00	0,63	0,75	0,43	0,55	
ПС 35 кВ Жерновое	T-2	2,5	35/11	1973	ТМ	92											
	T-1	2,5	35/11	1994	ТМН	88	0,44	0,48	2,63	2,63	0,02	0,13	0,57	0,62	0,55	0,60	
ПС 35 кВ Задонск-сельская	T-2	2,5	35/11	1994	ТМН	88											
	T-1	3,2	35/10	1968	ТАМ	89	1,76	2,22	3,36	3,36	0	0,06	1,82	2,29	1,82	2,29	
ПС 35 кВ Захаровка	T-2	4	35/10	2013	ТМН	91											
	T-1	2,5	35/11	1984	ТМН	88	0,35	0,45	2,63	2,63	0,1	0,00	0,36	0,46	0,26	0,36	

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		Длин ЦП в режиме N-1, МВА		Нарузка, переводимая на другие ЦП	Заявляемая мощность по TV на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + TV на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ				лето	зима	лето	зима			лето	зима	лето	зима
ПС 35 кВ Казаки	Т-2	2,5	35/11	1984	ТМН	88											
	Т-1	4	35/10	1992	ТМН	91	1,11	1,59	4,20	4,20	0	0,05	1,16	1,64	1,16	1,64	
ПС 35 кВ Казачье	Т-2	4	35/10	1992	ТМН	91	0,79	0,82	2,63	2,63	0	0,01	0,81	0,84	0,81	0,84	
	Т-1	2,5	35/11	1990	ТМН	94	0,68	0,87	2,63	2,63	0	0,00	0,68	0,87	0,68	0,87	
ПС 35 кВ Каменка	Т-1	2,5	35/11	1974	ТМ	89	0,39	0,59	2,63	2,63	0,3	0,50	0,89	1,09	0,59	0,79	
ПС 35 кВ Кириллово	Т-1	2,5	35/11	1989	ТМН	94	0,36	0,41	2,63	2,63	0	0,00	0,36	0,41	0,36	0,41	
	Т-2	2,5	35/11	1989	ТМН	94	2,60	2,74	6,62	6,62	0,3	0,17	2,77	2,92	2,47	2,62	
ПС 35 кВ Колесово	Т-1	6,3	35/11	1999	ТМН	96	0,47	0,70	3,36	3,36	0,27	0,03	0,51	0,73	0,24	0,46	
	Т-2	6,3	35/11	1999	ТМН	89	0,57	0,74	2,63	2,63	0	0,00	0,57	0,74	0,57	0,74	
ПС 35 кВ Красная Пальна	Т-1	3,2	35/10	1966	ТМН	90	0,19	0,27	2,63	2,63	0	0,00	0,19	0,27	0,19	0,27	
	Т-1	2,5	35/11	1981	ТМН	94	1,03	1,27	2,63	2,63	0,18	0,13	1,16	1,40	0,98	1,22	
ПС 35 кВ Красотыновка	Т-1	2,5	35/11	1988	ТМН	94	0,18	0,24	1,68	1,68	0	0,00	0,18	0,24	0,18	0,24	
	Т-2	2,5	35/11	1988	ТМН	94	0,38	0,44	1,68	1,68	0	0,00	0,38	0,44	0,38	0,44	
ПС 35 кВ Ламское	Т-1	2,5	35/11	1972	ТМ	84	0,13	0,18	2,63	2,63	0	0,00	0,13	0,18	0,13	0,18	
	Т-2	2,5	35/11	1979	ТМН	88	0,86	1,39	2,63	2,63	0	0,01	0,87	1,40	0,87	1,40	
ПС 35 кВ Лебяжье	Т-1	2,5	35/11	1982	ТМ	90	0,87	1,08	2,63	2,63	0,05	0,06	0,93	1,14	0,88	1,09	
	Т-2	1,6	35/10	1978	ТМ	90	2,33	2,92	4,20	4,20	0,64	0,07	2,40	2,99	1,76	2,35	
ПС 35 кВ Ломовец	Т-1	1,6	35/10	1979	ТМ	80	0,32	0,45	2,63	2,63	0,1	0,00	0,32	0,45	0,22	0,35	
	Т-2	2,5	35/11	1989	ТМН	92	1,35	1,02	3,36	3,36	0	0,03	1,39	1,05	1,39	1,05	
ПС 35 кВ Озерки	Т-1	2,5	35/11	1984	ТМН	94											
	Т-1	2,5	35/11	1979	ТМ	87											
ПС 35 кВ Ольшанец	Т-1	2,5	35/11	1981	ТМН	88											
	Т-2	4	35/10	1981	ТМН	88											
ПС 35 кВ Панкратовка	Т-1	2,5	35/11	1973	ТМ	92											
	Т-1	4	35/10	1989	ТМН	94											
ПС 35 кВ Плоское	Т-1	4	35/10	1986	ТМН	94											
	Т-2	4	35/10	1986	ТМН	94											
ПС 35 кВ Преображенье	Т-1	2,5	35/11	1982	ТМ	91											
	Т-1	6,3	35/6	1974	ТМ	84											
ПС 35 кВ №5	Т-1	3,2	35/6,3	1960	ТМН	85											
	Т-2	3,2	35/6,3	1960	ТМН	85											

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДУП ЦП в режиме N-1, МВА		$\Delta S_{\text{ср.г}}$ МВА	Заявляемая мощность по TV на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + TV на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$ кВ				лето	зима	лето	зима			лето	зима	лето	зима
ПС 35 кВ Солидарность	T-1	4	35/10	TM	1978	TM	83	1,73	2,79	4,20	4,20	0,7	0,74	2,46	3,53	1,76	2,83
	T-2	4	35/10	TM	1979	TM	87										
ПС 35 кВ Стегаловка	T-1	2,5	35/11	TM	1982	TM	91	0,48	0,89	2,63	2,63	0,2	0,00	0,49	0,89	0,29	0,69
	T-2	3,2	35/10	TMP	1968	TMP	89										
ПС 35 кВ Талица	T-1	2,5	35/11	TM	1970	TM	92	1,46	2,03	2,63	2,63	0,6	0,05	1,51	2,08	0,91	1,48
	T-2	2,5	35/11	TM	1971	TM	85										
ПС 35 кВ Тимирязево	T-1	4	35/10	TMH	1994	TMH	94	1,42	1,91	4,20	4,20	0,2	0,04	1,47	1,96	1,27	1,76
	T-2	4	35/10	TMH	1994	TMH	94										
ПС 35 кВ Тихий Дон	T-1	4	35/10	TMH	1987	TMH	91	0,37	0,61	4,20	4,20	0,1	1,45	1,82	2,06	1,72	1,96
	T-2	4	35/10	TMH	1987	TMH	91										
ПС 35 кВ Хитрово	T-1	6,3	35/11	TMH	1980	TMH	88	1,07	1,04	6,62	6,62	0	0,00	1,08	1,04	1,08	1,04
	T-2	6,3	35/11	TMH	1978	TMH	88										
ПС 35 кВ Чернава	T-1	2,5	35/11	TMH	1987	TMH	94	1,42	1,76	2,63	2,63	0	0,02	1,44	1,78	1,44	1,78
	T-2	2,5	35/11	TM	1967	TM	92										
ПС 35 кВ Чернолес	T-1	2,5	35/11	TMH	1987	TMH	88	0,25	0,36	2,63	2,63	0	0,01	0,26	0,37	0,26	0,37
	T-2	2,5	35/11	TMH	1987	TMH	94										
ПС 35 кВ Яковлево	T-1	2,5	35/11	TM	1970	TM	85	0,76	1,05	2,63	2,63	0	0,00	0,77	1,06	0,77	1,06
	T-2	2,5	35/11	MTM	2018	MTM	81	0,45	2,12	29,78	31,25	0	0,00	0,45	2,12	0,45	2,12
МПС 110 кВ Елецпром	T-1	25	115/10,5	ТДТН	1986	ТДТН	94	5,04	6,57	15,76	18,58	4,35	0,11	5,15	6,68	0,80	2,33
	T-2	16	115/38,5/11	ТДТН	1991	ТДТН	94										
ПС 110 кВ Астапово	T-1	16	115/38,5/11	ТДТН	1983	ТДТН	90	2,56	4,20	9,85	11,30	1,75	0,52	3,09	4,72	1,34	2,97
	T-2	16	115/38,5/11	ТДТН	1994	ТДТН	90										
ПС 110 кВ Березовка	T-1	16	115/38,5/11	ТДТН	1981	ТДТН	84	6,49	5,68	15,74	18,75	3,2	0,07	6,56	5,75	3,36	2,55
	T-2	16	115/38,5/11	ТДТН	1982	ТДТН	86										
ПС 110 кВ Компрессорная	T-1	6,3	115/11	TMH	1989	TMH	90	0,47	0,49	2,63	2,63	0,15	0,00	0,48	0,49	0,33	0,34
	T-2	2,5	110/11	TMH	1991	TMH	90										
ПС 110 кВ Круглое	T-1	2,5	110/11	TMH	1979	TMH	88	0,95	1,27	2,63	2,63	0,2	0,01	0,96	1,28	0,76	1,08
	T-2	2,5	110/11	TMH	1980	TMH	90										
ПС 110 кВ Куймань	T-1	16	115/38,5/11	ТДТН	1968	ТДТН	88	13,25	23,89	15,70	18,75	4,8	0,40	13,65	24,29	8,85	19,49
	T-2	16	115/38,5/11	ТДТН	1970	ТДТН	80										
ПС 110 кВ Лебедянь	T-1	16	115/38,5/11	ТДТН	1972	ТДТН	88	1,09	2,33	9,81	11,72	0,9	0,02	1,11	2,35	0,21	1,45
	T-2	10	115/11	ТДТН	1972	ТДТН	88										

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т		Класс напряжения	Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС		Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДЛН ЦП в режиме N-1, МВА		$\Delta S_{\text{орм}}$, МВА	Заявляемая мощность по ТУ на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + ТУ на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
		$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ				лето	зима	лето	зима	лето	зима			лето	зима		
ПС 110 кВ Лутошкино	Т-1	2,5	110/11	1983	ТМН	90	0,18	0,25	2,63	2,63	2,63	0,12	0,00	0,18	0,25	0,06	0,13	
	Т-2	2,5	110/11	1983	ТМН	90	5,99	6,31	9,84	11,72	11,72	1,1	0,11	6,10	6,42	5,00	5,32	
ПС 110 кВ Нива	Т-1	10	115/11	1986	ТДГН	90	0,75	1,31	2,63	2,63	2,63	0,1	0,01	0,76	1,32	0,66	1,22	
	Т-2	10	115/11	2003	ТДН	94	0,43	0,20	29,79	31,25	31,25	0	0,00	0,43	0,20	0,43	0,20	
ПС 110 кВ Ольховец	Т-1	2,5	110/11	1978	ТМН	94	6,49	6,43	15,70	18,75	18,75	2,04	0,18	6,68	6,62	4,64	4,58	
	Т-2	2,5	110/11	1982	ТМН	86	2,00	2,76	7,50	7,88	7,88	0,45	0,00	2,00	2,00	1,55	2,32	
ПС 110 кВ Рождество	Т-1	25	115/10,5	2000	ТДГН	84	8,18	16,64	15,70	18,08	18,08	4,2	3,02	11,20	19,67	7,00	15,47	
	Т-2	16	115/38,5/11	1981	ТДГН	90	6,62	10,75	15,74	18,58	18,58	0,09	0,16	6,77	10,90	6,68	10,81	
ПС 110 кВ Россия	Т-1	16	115/38,5/11	1989	ТДГН	94	1,36	2,49	4,20	4,20	4,20	0,15	0,08	1,44	2,57	1,29	2,42	
	Т-2	16	115/38,5/11	1998	ТДГН	93	0,42	0,72	2,63	2,63	2,63	0	0,00	0,42	0,72	0,42	0,72	
ПС 110 кВ Троекурово	Т-1	10	115/38,5/11	1998	ТДГН	93	1,16	1,55	2,63	2,63	2,63	0,05	0,00	1,16	1,55	1,11	1,50	
	Т-2	6,3	115/38,5/11	1998	ТМГН	90	1,09	1,69	2,63	2,63	2,63	0,4	0,01	1,10	1,70	0,70	1,30	
ПС 110 кВ Химическая	Т-1	16	115/38,5/11	1986	ТДГН	90	0,28	0,29	2,63	2,63	2,63	0,21	0,00	0,28	0,29	0,07	0,08	
	Т-2	16	115/38,5/11	1986	ТДГН	81	0,55	0,98	2,63	2,63	2,63	0,36	0,02	0,57	1,00	0,21	0,64	
ПС 110 кВ Чаплыгин Новая	Т-1	16	115/38,5/11	2006	ТДГН	93	0,46	0,60	2,63	2,63	2,63	0,25	0,00	0,46	0,60	0,21	0,35	
	Т-2	16	115/38,5/11	1996	ТДГН	88	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
ПС 35 кВ Агроном	Т-1	4	35/10	1988	ТМН	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
	Т-2	6,3	35/11	1968	ТМ	92	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
ПС 35 кВ Большой Верх	Т-1	2,5	35/11	1988	ТМН	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
	Т-2	2,5	35/11	1988	ТМН	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
ПС 35 кВ Большие Избищи	Т-1	2,5	35/11	1983	ТМ	87	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
	Т-2	2,5	35/11	2001	ТМ	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
ПС 35 кВ Большое Попово	Т-1	2,5	35/11	1980	ТМ	91	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
	Т-2	2,5	35/11	1983	ТМ	87	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
ПС 35 кВ Барятино	Т-1	2,5	35/11	1980	ТМ	25	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
	Т-2	2,5	35/11	1980	ТМ	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
ПС 35 кВ Бигильдино	Т-1	2,5	35/11	1992	ТМН	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
	Т-2	2,5	35/11	1992	ТМН	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
ПС 35 кВ Ведное	Т-1	2,5	35/11	1978	ТМ	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
	Т-2	2,5	35/11	1980	ТМ	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
ПС 35 кВ Воскресеновка	Т-1	1,6	35/10	1975	ТМ	90	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	
	Т-2	1,6	35/10	1978	ТМ	94	0,39	0,50	1,68	1,68	1,68	0	0,00	0,39	0,50	0,39	0,50	

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДЛН ЦП в режиме N-1, МВА		$\Delta S_{\text{срм}}$, МВА	Заявляемая мощность по ТУ на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + ТУ на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			лето	зима				лето	зима	лето	зима			лето	зима		
ПС 35 кВ Гагарино	Т-1	1,8	35/10	1974	ТАМ	92	0,32	0,38	1,89	1,89	0,17	0,00	0,32	0,38	0,15	0,21	
	Т-2	1,8	35/10	1974	ТМ	92	0,35	0,50	2,63	2,63	0	0,00	0,35	0,50	0,35	0,50	
ПС 35 кВ Головинино	Т-1	2,5	35/11	1988	ТМН	94	3,08	4,08	6,62	6,62	0,62	0,19	3,27	4,27	2,65	3,65	
	Т-2	2,5	35/11	1988	ТМН	94	0,18	0,26	2,63	2,63	0	0,01	0,19	0,27	0,19	0,27	
ПС 35 кВ Данков Сельская	Т-1	6,3	35/11	1974	ТМ	90	0,42	0,62	1,68	1,68	0,15	0,00	0,43	0,63	0,28	0,48	
	Т-2	6,3	35/11	2012	ТМН	94	0,19	0,36	2,63	2,63	0	0,00	0,19	0,36	0,19	0,36	
ПС 35 кВ Долгое	Т-1	2,5	35/11	1976	ТМ	90	0,55	0,59	2,63	2,63	0	0,00	0,55	0,59	0,55	0,59	
	Т-2	2,5	35/11	1980	ТМ	94	0,38	0,84	2,63	2,63	0,1	0,00	0,39	0,85	0,29	0,75	
ПС 35 кВ Дрезгалово	Т-1	1,6	35/10	1976	ТМ	90	0,88	1,12	2,63	2,63	0	0,03	0,91	1,15	0,91	1,15	
	Т-2	1,6	35/10	1981	ТМ	94	1,59	1,59	4,20	4,20	0,76	0,00	1,59	1,59	0,83	0,83	
ПС 35 кВ Дубрава	Т-1	2,5	35/11	1985	ТМН	94	1,92	2,62	4,20	4,20	1,2	0,04	1,96	2,66	0,76	1,46	
	Т-2	2,5	35/11	1985	ТМН	94	0,46	0,74	2,63	2,63	0,1	0,00	0,47	0,75	0,37	0,65	
ПС 35 кВ Знаменка	Т-1	2,5	35/11	1980	ТМ	90	0,28	0,27	4,20	4,20	0,03	0,00	0,28	0,28	0,25	0,25	
	Т-2	2,5	35/11	1970	ТМ	92	0,47	0,60	2,63	2,63	0	0,02	0,49	0,62	0,49	0,62	
ПС 35 кВ Каменная Лубна	Т-1	2,5	35/11	1969	ТМ	92	0,70	0,85	2,63	2,63	0,34	0,00	0,70	0,85	0,36	0,51	
	Т-2	2,5	35/11	1988	ТМ	92	0,48	0,56	2,63	2,63	0	0,01	0,48	0,57	0,48	0,57	
ПС 35 кВ Колыбельская	Т-1	2,5	35/11	1989	ТМ	90	0,25	0,34	2,63	2,63	0	0,01	0,25	0,34	0,25	0,34	
	Т-2	2,5	35/11	1979	ТМ	90	0,47	0,74	2,63	2,63	0	0,01	0,47	0,74	0,47	0,74	
ПС 35 кВ Красное	Т-1	4	35/10	1984	ТМН	94	0,47	0,74	2,63	2,63	0	0,01	0,47	0,74	0,47	0,74	
	Т-2	4	35/10	1992	ТМН	93	0,47	0,74	2,63	2,63	0	0,01	0,47	0,74	0,47	0,74	
ПС 35 кВ Культура	Т-1	2,5	35/11	1989	ТМ	90	0,47	0,60	2,63	2,63	0	0,02	0,49	0,62	0,49	0,62	
	Т-2	2,5	35/11	1979	ТМ	90	0,47	0,60	2,63	2,63	0	0,02	0,49	0,62	0,49	0,62	
ПС 35 кВ Никольское	Т-1	4	35/10	1984	ТМН	94	0,47	0,60	2,63	2,63	0	0,02	0,49	0,62	0,49	0,62	
	Т-2	4	35/10	1977	ТМ	94	0,47	0,60	2,63	2,63	0	0,02	0,49	0,62	0,49	0,62	
ПС 35 кВ Новополянье	Т-1	2,5	35/11	1986	ТМ	94	0,47	0,60	2,63	2,63	0,34	0,00	0,70	0,85	0,36	0,51	
	Т-2	2,5	35/11	1981	ТМ	94	0,48	0,56	2,63	2,63	0	0,01	0,48	0,57	0,48	0,57	
ПС 35 кВ Первомайская	Т-1	2,5	35/11	1982	ТМ	94	0,25	0,34	2,63	2,63	0	0,01	0,25	0,34	0,25	0,34	
	Т-2	2,5	35/11	1985	ТМН	88	0,47	0,74	2,63	2,63	0	0,01	0,47	0,74	0,47	0,74	
ПС 35 кВ Пиково	Т-1	2,5	35/11	1985	ТМН	94	0,47	0,74	2,63	2,63	0	0,01	0,47	0,74	0,47	0,74	
	Т-2	2,5	35/11	1985	ТМН	94	0,47	0,74	2,63	2,63	0	0,01	0,47	0,74	0,47	0,74	
ПС 35 кВ Полибино	Т-1	2,5	35/11	1991	ТМН	94	0,47	0,74	2,63	2,63	0	0,01	0,47	0,74	0,47	0,74	
	Т-2	2,5	35/11	1991	ТМН	94	0,47	0,74	2,63	2,63	0	0,01	0,47	0,74	0,47	0,74	

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС		Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДУП ЦП в режиме N-1, МВА		Нарузка, переводимая на другие ЦП $\Delta S_{срв}$ МВА	Заявляемая мощность по ΔS^{TV} , МВА	Перспективная нагрузка с ЦП + TV на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$ кВ			лето	зима	лето	зима	лето	зима			лето	зима		
ПС 35 кВ Ранenburg	T-1	1,6	35/10	1975	ТМ	92	1,02	1,66	1,68	1,68	0,3	0,00	1,02	1,66	0,72	1,36		
	T-2	2,5	35/11	2018	ТМ	94												
ПС 35 кВ Сапрыкино	T-1	1,6	35/10	1979	ТМ	94	0,32	0,40	1,68	1,68	0	0,03	0,35	0,42	0,35	0,42		
	T-2	2,5	35/11	1993	ТМ	94												
ПС 35 кВ Сергиевка	T-1	2,5	35/11	1996	ТМН	94	0,14	0,16	2,63	2,63	0	0,01	0,15	0,18	0,15	0,18		
	T-2	2,5	35/11	1996	ТМ	94												
ПС 35 кВ Теплое	T-1	2,5	35/11	1992	ТМН	94	0,80	1,03	2,63	2,63	0,75	0,00	0,80	1,03	0,05	0,28		
	T-2	2,5	35/11	1992	ТМН	94												
ПС 35 кВ Топки	T-1	2,5	35/11	1997	ТМ	92	0,50	0,50	2,63	2,63	0,12	0,00	0,50	0,51	0,38	0,39		
	T-2	2,5	35/11	1997	ТМ	88												
ПС 35 кВ Троекурово совхозная	T-1	2,5	35/11	1970	ТМ	92	2,01	2,30	2,63	2,63	0,6	0,17	2,18	2,47	1,58	1,87		
	T-2	2,5	35/11	1996	ТМ	94												
ПС 35 кВ Хрушево	T-1	2,5	35/11	1988	ТМН	94	0,56	0,57	2,63	2,63	0	0,00	0,56	0,58	0,56	0,58		
	T-2	2,5	35/11	1988	ТМН	94												
ПС 35 кВ Яблонино	T-1	2,5	35/11	1990	ТМН	91	0,61	0,77	2,63	2,63	0	0,04	0,65	0,81	0,65	0,81		
	T-2	2,5	35/11	1990	ТМН	94												
МПС 35 кВ Романово	T-1	4	35/10	2011	ТМН	96	0,56	1,30	4,20	4,20	0	0,55	1,11	1,86	1,11	1,86		
	T-2	10	115/38,5/11	1984	ТДПН	85	4,30	7,21	9,84	11,72	0,4	0,32	4,62	7,52	4,22	7,12		
ПС 110 кВ Аксай	T-1	10	115/38,5/11	1986	ТДПН	90												
	T-2	10	115/38,5/11	1986	ТДПН	90												
ПС 110 кВ Бугор	T-1	63	115/38,5/6,6	2011	ТДПН	94	19,64	25,02	75,03	78,75	5	0,00	19,64	25,02	14,64	20,02		
	T-2	63	115/38,5/6,6	2012	ТДПН	94												
ПС 110 кВ Верблюво	T-1	10	115/38,5/6,6	1974	ТДПН	89	2,60	3,84	6,18	7,38	1,89	0,16	2,76	4,00	0,87	2,11		
	T-2	6,3	115/38,5/6,6	1990	ТМТН	88												
ПС 110 кВ Верхняя Магренка	T-1	6,3	115/38,5/11	1977	ТМТН	78	4,30	1,89	6,18	7,38	0,7	0,00	4,30	1,89	3,60	1,19		
	T-2	6,3	115/38,5/11	1981	ТМТН	90												
ПС 110 кВ Гидрооборудование	T-1	25	115/10,5/6,3	1979	ТРДН(С)	87	4,32	6,49	24,62	29,30	0	0,52	4,84	7,00	4,84	7,00		
	T-2	25	115/10,5/6,3	1976	ТРДН(С)	86												
ПС 110 кВ Гидрооборудование (Т-3)	T-3	31,5	115/35	1999	ТДПНГ	75	5,78	8,31	37,53	39,38	5	0,00	5,78	8,31	0,78	3,31		
	T-1	63	115/6,3	1986	ТРДН	86												
ПС 110 кВ ГПП-2 ЛТЗ	T-1	63	115/6,3	1986	ТРДН	86	11,35	14,06	61,98	73,14	1,2	0,00	11,35	14,06	10,15	12,86		
	T-2	63	115/6,3	1986	ТРДН	86												

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т		Класс напряжения	Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС		Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДУП ЦП в режиме N-1, МВА		$\Delta S_{ср.г}$ МВА	Заявленная мощность по ТУ на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + ТУ на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
		$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$ кВ				лето	зима	лето	зима	лето	зима			лето	зима		
ПС 110 кВ Двуречки	T-1	6,3	115/11	1979	ТМН	88	2,14	3,18	6,20	7,31	1,43	0,13	2,27	3,31	0,84	1,88		
	T-2	10	115/38,5/11	1980	ТДН	74	5,22	6,67	9,85	11,72	2	0,09	5,31	6,76	3,31	4,76		
ПС 110 кВ Добринка	T-1	16	115/38,5/11	1985	ТДН	94	9,00	18,99	15,76	18,75	4,8	0,75	9,75	19,74	4,95	14,94		
	T-2	16	115/38,5/11	1983	ТДН	86	11,25	19,74	15,70	18,58	4,8	0,49	11,74	20,23	6,94	15,43		
ПС 110 кВ Казинка	T-1	16	115/38,5/11	1979	ТДН	84	6,33	7,70	9,85	11,61	0	0,91	7,24	8,61	7,24	8,61		
	T-2	16	115/38,5/11	1981	ТДН	90	1,11	2,14	6,18	7,38	0	0,03	1,14	2,18	1,14	2,18		
ПС 110 кВ КПД	T-1	10	115/6,6	1987	ТДН	86	3,74	4,26	47,66	50,00	0,5	0,00	3,74	4,26	3,24	3,76		
	T-2	16	115/6,6	2011	ТДН	98	4,63	4,69	6,20	7,38	0,65	0,01	4,63	4,70	3,98	4,05		
ПС 110 кВ ЛТП	T-1	6,3	115/6,6	1987	ТМН	94	7,49	9,30	9,85	11,30	3	0,17	7,67	9,47	4,67	6,47		
	T-2	10	115/6,6	1987	ТДН	90	18,48	23,17	39,24	46,88	0,5	2,57	21,05	25,74	20,55	25,24		
ПС 110 кВ Манежная	T-1	40	115/10,5	2011	ТДН	98	30,33	36,02	47,66	50,00	1,33	0,00	30,33	36,02	29,00	34,69		
	T-2	40	115/10,5	2010	ТДН	94	3,02	3,19	9,85	11,72	0,98	0,00	3,02	3,19	2,04	2,21		
ПС 110 кВ Никольская	T-1	6,3	115/38,5/11	1976	ТМТН	86	2,96	4,53	14,76	17,42	2,35	0,01	2,97	4,54	0,62	2,19		
	T-2	6,3	115/38,5/11	1985	ТМТН	84	3,06	4,66	24,53	28,24	0	0,13	3,19	4,79	3,19	4,79		
ПС 110 кВ Новая Деревня	T-1	10	115/38,5/6,6	1988	ТДН	85	7,89	9,67	47,64	50,00	0	1,39	9,28	11,05	9,28	11,05		
	T-2	10	115/38,5/6,6	2016	ТДН	91	9,90	15,40	15,74	18,75	4,16	0,34	10,24	15,74	6,08	11,58		
ПС 110 кВ Октябрьская	T-1	40	115/10,5	1997	ТДН	86	18,48	23,17	39,24	46,88	0,5	2,57	21,05	25,74	20,55	25,24		
	T-2	40	115/10,5	2008	ТДН	87	3,02	3,19	9,85	11,72	0,98	0,00	3,02	3,19	2,04	2,21		
ПС 110 кВ Привокзальная	T-1	40	115/6,3	2017	ТДН	98	2,96	4,53	14,76	17,42	2,35	0,01	2,97	4,54	0,62	2,19		
	T-2	40	115/6,3	2016	ТДН	94	3,06	4,66	24,53	28,24	0	0,13	3,19	4,79	3,19	4,79		
ПС 110 кВ Ситовка	T-1	10	115/6,6	1983	ТДН	94	7,89	9,67	47,64	50,00	0	1,39	9,28	11,05	9,28	11,05		
	T-2	10	115/6,6	1983	ТДН	86	9,90	15,40	15,74	18,75	4,16	0,34	10,24	15,74	6,08	11,58		
ПС 110 кВ Тепличная	T-1	15	115/6,3	1980	СГЕ	77	18,48	23,17	39,24	46,88	0,5	2,57	21,05	25,74	20,55	25,24		
	T-2	15	115/6,3	1983	СГЕ	93	3,02	3,19	9,85	11,72	0,98	0,00	3,02	3,19	2,04	2,21		
ПС 110 кВ Трубная-2	T-1	25	115/6,3	1991	ТДН(С)	92	3,06	4,66	24,53	28,24	0	0,13	3,19	4,79	3,19	4,79		
	T-2	25	115/6,3	1991	ТДН(С)	90	7,89	9,67	47,64	50,00	0	1,39	9,28	11,05	9,28	11,05		
ПС 110 кВ Университетская	T-1	40	115/10,5	2011	ТДН	98	9,90	15,40	15,74	18,75	4,16	0,34	10,24	15,74	6,08	11,58		
	T-2	40	115/10,5	2009	ТДН	94	9,90	15,40	15,74	18,75	4,16	0,34	10,24	15,74	6,08	11,58		
ПС 110 кВ Усмань	T-1	16	115/38,5/11	1993	ТДН	93	9,90	15,40	15,74	18,75	4,16	0,34	10,24	15,74	6,08	11,58		
	T-2	16	115/38,5/11	1975	ТДН	85	9,90	15,40	15,74	18,75	4,16	0,34	10,24	15,74	6,08	11,58		

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС		Максимум нагрузки за 3 года, МВА		Длн ЦП в режиме N-1, МВА		$\Delta S_{\text{срн}}$ МВА	Заявляемая мощность по ΔS^{TV} , МВА	Перспективная нагрузка с ЦП + TV на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$ кВ			лето	зима	лето	зима	лето	зима			лето	зима	лето	зима
ПС 110 кВ Хворостянка	Т-1	10	115/38,5/11	1978	ТДН	94	9,85	12,25	9,84	11,30	1,82	0,07	9,92	12,32	8,10	10,50		
	Т-2	16	115/38,5/11	1976	ТДН	86	11,10	14,69	15,76	18,75	1,8	0,34	11,44	15,03	9,64	13,23		
ПС 110 кВ Хлевное	Т-1	16	115/38,5/11	1981	ТДН	81	43,90	49,06	79,17	87,15	1,78	0,57	44,47	49,63	42,69	47,85		
	Т-2	16	115/38,5/11	1984	ТДН	90	31,95	37,97	87,05	96,44	6,85	0,00	31,95	37,97	25,10	31,12		
ПС 110 кВ Цементная	Т-1	40	115/38,5/6,6	2012	ТДН	87	32,52	29,92	39,39	46,88	5,2	0,00	32,52	29,92	27,32	24,72		
	Т-2	32	115/38,5/6,6	1973	ТДН	85	3,60	5,21	4,20	4,20	1,2	0,00	3,60	5,21	2,40	4,01		
ПС 110 кВ Юго-Западная	Т-1	40	115/10,5/6,3	1996	ТДН	86	1,06	2,03	1,05	1,05	0	0,00	1,06	2,03	1,06	2,03		
	Т-2	40	115/10,5/6,3	2004	ТДН	87	2,31	4,68	2,63	2,63	0	0,62	2,93	5,30	2,93	5,30		
ПС 110 кВ Южная	Т-1	40	115/10,5/6,3	1994	ТДН	94	3,08	4,15	4,20	4,20	1,2	0,06	3,15	4,21	1,95	3,01		
	Т-2	40	115/10,5/6,3	1992	ТДН	85	0,68	0,81	1,68	1,68	0,48	0,00	0,68	0,81	0,20	0,33		
ПС 35 кВ №1	Т-1	4	35/10	1985	ТМН	94	3,94	5,23	4,20	4,20	0	0,43	4,37	5,66	4,37	5,66		
	Т-2	4	35/10	1985	ТМН	94	1,85	2,96	4,20	4,20	0,64	0,09	1,94	3,05	1,30	2,41		
ПС 35 кВ №2	Т-1	1	35/6	1956	ТМ	92	2,72	4,21	5,88	5,88	1,55	0,11	2,83	4,32	1,28	2,77		
	Т-2	2,5	35/6	1978	ТМ	94	2,69	4,75	4,20	4,20	0	0,20	2,89	4,95	2,89	4,95		
ПС 35 кВ №3	Т-1	2,5	35/11	1983	ТМ	94	0,68	0,81	1,68	1,68	0,48	0,00	0,68	0,81	0,20	0,33		
	Т-2	2,5	35/11	1987	ТМ	94	3,66	5,15	6,62	6,62	0,99	0,37	4,03	5,52	3,04	4,53		
ПС 35 кВ №4	Т-1	4	35/6	1988	ТМН	93	3,94	5,23	4,20	4,20	0	0,43	4,37	5,66	4,37	5,66		
	Т-2	4	35/6	2003	ТМН	94	1,85	2,96	4,20	4,20	0,64	0,09	1,94	3,05	1,30	2,41		
ПС 35 кВ Березняговка	Т-1	1,6	35/10	1981	ТМ	94	2,72	4,21	5,88	5,88	1,55	0,11	2,83	4,32	1,28	2,77		
	Т-2	1,6	35/10	1985	ТМ	88	2,69	4,75	4,20	4,20	0	0,20	2,89	4,95	2,89	4,95		
ПС 35 кВ Борино	Т-1	6,3	35/11	2016	ТМН	98	0,68	0,81	1,68	1,68	0,48	0,00	0,68	0,81	0,20	0,33		
	Т-2	6,3	35/11	2016	ТМН	98	3,94	5,23	4,20	4,20	0	0,43	4,37	5,66	4,37	5,66		
ПС 35 кВ Борисовка	Т-1	4	35/10	2011	ТМ	94	1,85	2,96	4,20	4,20	0,64	0,09	1,94	3,05	1,30	2,41		
	Т-2	4	35/10	2016	ТМН	94	2,72	4,21	5,88	5,88	1,55	0,11	2,83	4,32	1,28	2,77		
ПС 35 кВ Бочиновка	Т-1	4	35/10	1993	ТМН	94	0,68	0,81	1,68	1,68	0,48	0,00	0,68	0,81	0,20	0,33		
	Т-2	4	35/10	1993	ТМН	93	3,94	5,23	4,20	4,20	0	0,43	4,37	5,66	4,37	5,66		
ПС 35 кВ Бутырки	Т-1	5,6	35/10	1997	ТМН	93	2,72	4,21	5,88	5,88	1,55	0,11	2,83	4,32	1,28	2,77		
	Т-2	6,3	35/11	2012	ТМН	98	2,69	4,75	4,20	4,20	0	0,20	2,89	4,95	2,89	4,95		
ПС 35 кВ Введенка	Т-1	4	35/10	1986	ТМН	94	0,68	0,81	1,68	1,68	0,48	0,00	0,68	0,81	0,20	0,33		

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС		Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДЛН ЦП в режиме N-1, МВА		Нарузка, переводимая на другие ЦП	Заявляемая мощность по ΔS^{IV} , МВА	Перспективная нагрузка с ЦП + TV на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ			лето	зима	лето	зима	лето	зима			лето	зима	лето	зима
ПС 35 кВ Вешаловка	T-2	4	35/10	2008	ТМ	94												
	T-1	2,5	35/6	1988	ТМ	90	0,73	1,01	2,63	2,63	0	0,02	0,75	1,03	0,75	1,03	0,75	1,03
ПС 35 кВ Водозабор	T-2	2,5	35/6	1990	ТМ	94	1,23	1,41	10,50	10,50	0,85	0,09	1,32	1,49	0,47	0,64	0,47	0,64
	T-1	10	36,75/6,3	1991	ТДНС	94	0,44	0,71	4,20	4,20	0	0,01	0,45	0,72	0,45	0,72	0,45	0,72
ПС 35 кВ Вперед	T-2	4	35/10	1983	ТМН	90	4,12	5,24	5,88	5,88	1,5	0,07	4,19	5,32	2,69	3,82	2,69	3,82
	T-1	6,3	35/6,3	1965	ТМ	92	1,20	1,67	4,20	4,20	0	0,07	1,26	1,73	1,26	1,73	1,26	1,73
ПС 35 кВ Грязи-город	T-2	5,6	35/6	1966	ТМ	92	0,24	0,35	2,63	2,63	0	0,00	0,24	0,35	0,24	0,35	0,24	0,35
	T-1	4	35/10	1976	ТМ	94	0,87	0,69	2,63	2,63	0,16	0,00	0,87	0,69	0,87	0,71	0,87	0,53
ПС 35 кВ Грязное	T-2	4	35/10	1987	ТМН	94	0,34	0,50	2,63	2,63	0	0,01	0,35	0,51	0,35	0,51	0,35	0,51
	T-1	2,5	35/11	1991	ТМН	91	0,00	0,00	5,88	5,88	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 35 кВ Дмитриевка	T-2	2,5	35/11	1989	ТМ	94	0,48	0,78	2,63	2,63	0	0,00	0,48	0,78	0,48	0,78	0,48	0,78
	T-1	2,5	35/11	1980	ТМ	94	1,70	2,29	3,36	3,36	0	0,05	1,75	2,34	1,75	2,34	1,75	2,34
ПС 35 кВ Дмитришевка	T-2	3,2	35/10	2002	ТМР	92	0,43	0,74	10,50	10,50	0	0,03	0,46	0,77	0,46	0,77	0,46	0,77
	T-1	10	36,75/10,5	1999	ТДНС	94	0,00	0,00	4,20	4,20	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ПС 35 кВ Дружба	T-2	10	36,75/10,5	1999	ТДНС	94	0,68	0,86	1,68	1,68	0,31	0,01	0,69	0,87	0,69	0,87	0,69	0,87
	T-1	4	35/6	2009	ТМН	92	1,64	2,18	2,63	2,63	0	0,04	1,68	2,22	1,68	2,22	1,68	2,22
ПС 35 кВ Ивановка	T-2	2,5	35/11	1983	ТМ	90	0,77	1,00	2,63	2,63	0,1	0,08	0,86	1,09	0,76	0,99	0,76	0,99
	T-1	2,5	35/11	1983	ТМ	94												
ПС 35 кВ Каликино	T-2	3,2	35/10	1971	ТМР	92												
	T-1	3,2	35/10	1971	ТМР	92												
ПС 35 кВ Карамышево	T-2	10	36,75/10,5	1999	ТДНС	94												
	T-1	4	35/6	2009	ТМН	92												
ПС 35 кВ Карьер	T-2	1,6	35/10	1975	ТМ	94												
	T-1	1,6	35/10	1975	ТМ	85												
ПС 35 кВ Княжья Байгора	T-2	2,5	35/11	1983	ТМ	90												
	T-1	2,5	35/11	1983	ТМ	94												
ПС 35 кВ Конь-Колодезь	T-2	2,5	35/11	1983	ТМ	94												
	T-1	2,5	35/11	1983	ТМ	94												
ПС 35 кВ Красная Дубрава	T-2	2,5	35/11	1990	ТМН	88												
	T-1	2,5	35/11	1990	ТМН	88												

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т		Класс напряжения	Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС		Максимум нагрузки за 3 года, МВА		Длина ЦП в режиме N-1, МВА		$\Delta S_{ср}$ МВА	Заявляемая мощность по ТУ на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + ТУ на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
		$S_{ном}$ МВА	$U_{ном}$ кВ				лето	зима	лето	зима	лето	зима			лето	зима		
ПС 35 кВ Куликово	T-1	2,5	35/11	1995	ТМН	94	0,36	0,57	2,63	2,63	0,01	0,37	0,58	0,37	0,58	0,37	0,58	
	T-2	2,5	35/11	1995	ТМН	94	0,79	1,05	2,63	2,63	0,03	0,82	1,07	0,82	1,07	0,82	1,07	
ПС 35 кВ Курино	T-1	2,5	35/11	1978	ТМ	92	0,42	0,70	2,63	2,63	0,00	0,42	0,70	0,42	0,70	0,42	0,70	
ПС 35 кВ Лебедянка	T-1	2,5	35/11	2004	ТМ	92	0,41	0,90	2,63	2,63	0,02	0,44	0,93	0,44	0,93	0,44	0,93	
	T-2	2,5	35/11	2004	ТМ	94	2,72	3,80	3,36	3,36	0,00	2,72	3,80	2,72	3,80	2,72	3,80	
ПС 35 кВ Малей	T-1	2,5	35/11	2000	ТМ	94	0,51	0,61	1,68	1,68	0,02	0,53	0,63	0,53	0,63	0,53	0,63	
	T-2	2,5	35/11	1994	ТМ	89	2,06	2,75	6,62	6,62	0,13	2,19	2,88	2,19	2,88	2,19	2,88	
ПС 35 кВ Матыра	T-1	4	35/10	2000	ТМН	94	0,36	0,42	2,63	2,63	0,01	0,37	0,43	0,37	0,43	0,37	0,43	
ПС 35 кВ Московская	T-2	3,2	35/10	1974	ТМР	92	0,87	1,17	2,63	2,63	0,01	0,88	1,18	0,88	1,18	0,88	1,18	
	T-1	1,6	35/10	1988	ТМН	91	1,26	0,80	4,20	4,20	0,02	1,29	0,83	1,29	0,83	1,29	0,83	
ПС 35 кВ Мясокомбинат	T-1	6,3	35/11	1975	ТМН	92	1,13	1,49	4,20	4,20	0,00	1,14	1,49	1,14	1,49	1,14	1,49	
	T-2	6,3	35/11	1975	ТМН	92	0,32	0,50	1,68	1,68	0,02	0,35	0,52	0,35	0,52	0,35	0,52	
ПС 35 кВ Негаевка	T-1	2,5	35/11	1972	ТМ	92	0,95	1,37	2,63	2,63	0,01	0,96	1,38	0,96	1,38	0,96	1,38	
	T-2	2,5	35/11	2002	ТМН	94	0,36	0,97	1,68	1,68	0,04	0,39	1,00	0,39	1,00	0,39	1,00	
ПС 35 кВ Новодубовое	T-1	2,5	35/11	1982	ТМ	94	0,66	1,05	2,63	2,63	0,00	0,67	1,05	0,67	1,05	0,67	1,05	
	T-2	2,5	35/11	1985	ТМ	94	0,72	1,04	1,68	1,68	0,00	0,73	1,04	0,73	1,04	0,73	1,04	
ПС 35 кВ Новониколаевка	T-1	4	35/6	1983	ТМ	94	1,46	1,98	2,63	2,63	0,05	1,52	2,04	1,52	2,04	1,52	2,04	
	T-2	4	35/10	1988	ТМН	94	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
ПС 35 кВ Новочеркутино	T-1	4	35/10	1988	ТМН	88	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
	T-2	4	35/10	1988	ТМН	94	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
ПС 35 кВ Паршиновка	T-1	1,6	35/10	1980	ТМН	91	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
	T-2	2,5	35/11	1994	ТМ	86	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
ПС 35 кВ Пашково	T-1	2,5	35/11	1977	ТМ	94	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
	T-2	2,5	35/11	1985	ТМ	94	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
ПС 35 кВ Песковатка	T-1	1,6	35/10	2003	ТМ	88	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
	T-2	4	35/10	1976	ТМ	92	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
ПС 35 кВ Петровская	T-1	2,5	35/11	1980	ТМ	94	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
	T-2	4	35/10	1980	ТМ	94	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
ПС 35 кВ Плавица	T-1	1,6	35/10	1978	ТМ	92	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
	T-2	1,6	35/10	1988	ТМ	88	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
ПС 35 кВ Поддубровка	T-1	2,5	35/11	1980	ТМ	94	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
	T-2	2,5	35/11	1986	ТМН	94	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	
ПС 35 кВ Правда	T-1	4	35/10	1984	ТМН	94	0,30	0,45	2,63	2,63	0,00	0,30	0,45	0,30	0,45	0,30	0,45	

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода в эксплуатацию	Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		Длина ЦП в режиме N-1, МВА		Нарушка, переводимая на другие ЦП	Заявляемая мощность по ΔS^{TV} , МВА	Перспективная нагрузка с ЦП + TV на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			$S_{ном}$, МВА	$U_{ном}$, кВ				лето	зима	лето	зима			лето	зима	лето	зима
ПС 35 кВ Пружинки	T-2	2,5	35/11	1995	ТМН	91											
	T-1	2,5	35/11	1986	ТМН	94	0,65	1,03	2,63	2,63	0	0,04	0,69	1,07	0,69	1,07	
ПС 35 кВ Птицефабрика	T-2	2,5	35/11	1986	ТМН	91	1,85	2,05	4,20	4,20	0	0,15	2,00	2,20	2,00	2,20	
	T-1	4	35/6	1988	ТМ	94	1,06	1,40	2,63	2,63	0	0,02	1,08	1,42	1,08	1,42	
ПС 35 кВ Рагчино	T-2	4	35/6	1990	ТМ	83	2,12	2,55	4,20	4,20	0	0,15	2,27	2,70	2,27	2,70	
	T-1	2,5	35/11	1988	ТМН	94	1,25	1,49	1,68	1,68	0,48	0,00	1,25	1,49	0,77	1,01	
ПС 35 кВ Речная	T-2	4	35/10	2003	ТМ	94	3,45	4,18	10,50	10,50	0,38	0,30	3,75	4,48	3,37	4,10	
	T-1	2,5	35/11	1982	ТМН	94	0,52	0,57	2,63	2,63	0,45	0,01	0,54	0,58	0,09	0,13	
ПС 35 кВ Сельхозтехника	T-2	1,6	35/10	1998	ТМ	92	0,46	1,59	4,20	4,20	0,15	0,01	0,48	1,60	0,33	1,45	
	T-1	10	36,75/10,5	2007	ТДНС	96	3,22	6,20	10,50	10,50	0	0,25	3,47	6,45	3,47	6,45	
ПС 35 кВ Сенцово	T-2	10	36,75/10,5	2007	ТДНС	96	0,79	1,29	2,63	2,63	0,42	0,08	0,88	1,37	0,46	0,95	
	T-1	2,5	35/11	1983	ТМ	94	3,97	6,16	4,20	4,20	1	0,12	4,09	6,27	3,09	5,27	
ПС 35 кВ Сошки	T-2	4	35/10	1988	ТМН	88	0,87	1,07	3,36	3,36	0,29	0,00	0,87	1,07	0,58	0,78	
	T-1	4	35/10	1988	ТМН	94	1,78	3,29	2,63	2,63	0	0,20	1,98	3,49	1,98	3,49	
ПС 35 кВ Сселки	T-2	10	36,75/10,5	2009	ТДНС	98	2,08	1,91	2,63	2,63	0	0,10	2,19	2,01	2,19	2,01	
	T-1	10	36,75/10,5	2009	ТДНС	98	0,36	0,54	4,20	4,20	0	0,04	0,41	0,59	0,41	0,59	
ПС 35 кВ Стебаево	T-2	2,5	35/11	1987	ТМН	94	0,43	0,38	2,63	2,63	0,38	0,00	0,43	0,38	0,05	0,00	
	T-1	4	35/6	1987	ТМН	94											
ПС 35 кВ Таволжанка	T-2	4	35/6	1995	ТМН	94											
	T-1	4	35/6	1995	ТМН	94											
ПС 35 кВ Талицкий Чамлык	T-2	4	35/10	1987	ТМ	92											
	T-1	3,2	35/10	1980	ТМ	94											
ПС 35 кВ Троицкая	T-2	4	35/10	1974	ТМ	89											
	T-1	2,5	35/11	1979	ТМ	90											
ПС 35 кВ Трубетчино	T-2	4	35/10	1980	ТМН	92											
	T-1	4	35/10	1972	ТМ	92											
ПС 35 кВ Тюшевка	T-2	4	35/10	1983	ТМН	94											
	T-1	4	35/10	1983	ТМН	94											
ПС 35 кВ Федоровка	T-1	2,5	35/11	1979	ТМ	94											

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДЛН ЦП в режиме N-1, МВА	$\Delta S_{ср\text{м}}$ МВА	Заявляемая мощность по TV на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + TV на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$ кВ				лето	зима				лето	зима	лето	зима
Наименование центра питания	T-2	2,5	35/11	1989	ТМН	94										
	T-1	6,3	35/11	1990	ТМН	94		3,76	3,75	6,62	0,88	0,06	3,82	2,94	2,93	
	T-2	6,3	35/11	1992	ТМН	94		1,72	2,92	4,20	1,2	0,27	1,99	0,79	1,99	
	T-1	4	35/10	2014	ТМН	98		2,29	3,77	3,36	0,96	0,10	2,39	1,43	2,91	
	T-2	4	35/10	2013	ТМН	98		1,04	1,10	3,36	1,02	0,00	1,04	0,02	0,08	
	T-1	3,2	35/10	1977	ТМ	84		5,90	7,90	16,80	7,61	0,00	5,90	0,00	0,29	
ПС 35 кВ Ярлуково	T-2	4	35/10	1995	ТМН	88										
	T-1	6,3	35/6	1998	ТМ	94										
ПС 35 кВ Водозабор-2	T-2	3,2	35/6	1998	ТМ	92										
	T-1	16	36,75/10,5/6,3	2010	ТДПН	98										
ПС 35 кВ Город	T-2	16	36,75/10,5/6,3	2010	ТДПН	98										
	T-1	10	35/6,3	1978	ТДНС	94		9,50	11,52	10,50	2,01	0,00	9,50	7,49	9,51	
ПС 35 кВ Студеновская	T-2	10	35/6,3	1981	ТДНС	94										
	T-1	10	35/6,3	1981	ТДНС	94										

Таблица 57 – Анализ загрузки центров питания 35–110 кВ иных собственников на территории Липецкой области

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДЛН ЦП в режиме N-1, МВА	$\Delta S_{ср\text{м}}$ МВА	Заявляемая мощность по TV на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + TV на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{ном}}$ кВ				лето	зима				лето	зима	лето	зима
ПС 110 кВ ОЭЗ	T-1	40	115/10,5	2007	ТРДН	87		25,88	26,04	47,66	0	9,13	35,01	35,01	35,17	35,17
	T-2	40	115/10,5	2007	ТРДН	87										
ПС 110 кВ Хитрово-тяговая	T-1	40	115/35/27,5	1997	ТДПНЖ	100		5,64	4,41	39,39	0	0,00	5,64	5,64	4,41	4,41
	T-2	40	115/35/27,5	1997	ТДПНЖ	100										

Наименование центра питания	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		Длн ЦП в режиме N-1, МВА	Нарузка, переводимая на другие ЦП	Завляемая мощность по TV на ТП	Перспективная нагрузка с ЦП + TV на ТП, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ, МВА	
			S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ				лето	зима				лето	зима	лето	зима
ПС 110 кВ Елец-тяговая	Т-1	40	110/35/27,5	1991	ТДТНЖ	100		11,27	14,25	39,24	46,88	0,00	11,27	14,25	11,27	14,25
	Т-2	40	110/35/27,5	1991	ТДТНЖ	100										
	Т-1	40	110/35/27,5	1997	ТДТНЖ	100		11,26	9,29	39,35	45,19	0,00	11,26	9,29	11,26	9,29
	Т-2	40	110/35/27,5	1997	ТДТНЖ	100										
ПС 35 кВ ТП-9 (г. Грязи)	Т-1	10	36,75/6,3	2004	ТДНС			4,05	0,00	10,50	10,50	0,00	4,05	0,00	4,05	0,00
	Т-2	10	36,75/6,3	2004	ТДНС											
ООО «Первая сетевая компания»																
ПС 110 кВ Крона	Т-1	25	115/6,3	1987	ТРДН			15,04	14,98	24,60	28,24	0	15,08	15,02	15,08	15,02
	Т-2	25	115/6,3	1987	ТРДН											
ООО «Техноинжиниринг»																
ПС 110 кВ Трубная-1	Т-1	16	115/6,6	1971	ТДН	59		10,31	8,09	15,74	18,75	0	10,34	8,12	10,34	8,12
	Т-2	16	115/6,6	1971	ТДН	59										
ООО «Лонгричбизнес»																
ПС 110 кВ Центролит	Т-1	20	115/38,5/11	1979	ТДТНГУ			13,09	14,01	19,68	23,44	0	13,43	14,35	13,43	14,35
	Т-2	20	115/38,5/11	1979	ТДТНГУ											
ООО «ЛПК «Свободный Сокол»																
ПС 110 кВ ГПП-1	Т-1	63	110/10/6	1989	ТДТН	60		24,23	33,73	62,04	73,84	0	24,23	33,73	24,23	33,73
	Т-2	63	110/10/6	1989	ТДТН	60										

Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования рассматриваемых центров питания показал, что при единичном отключении (аварийном отключении или выводе в ремонт) наиболее мощного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора на ряде центров питания ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» превышает ДДН, а именно:

Липецкий участок:

- ПС 110/35/10 кВ Доброе;
- ПС 110/35/10 кВ Казинка;
- ПС 110/35/10 кВ Хворостянка;
- ПС 110/35/10 кВ Химическая;
- ПС 35/10 кВ №1;
- ПС 35/6 кВ №2;
- ПС 35/10 кВ №3;
- ПС 35/6 кВ №4;
- ПС 35/10 кВ Борисовка;
- ПС 35/10 кВ Введенка;
- ПС 35/10 кВ Матыра;
- ПС 35/6 Студеновская;
- ПС 35/6 кВ Таволжанка;
- ПС 35/10 кВ Троицкая;
- ПС 35/10 кВ Ярлуково.

Елецкий участок:

- ПС 110/35/10 кВ Долгоруково;
- ПС 110/35/10 кВ Тербуны.

Лебединский участок:

- ПС 110/35/10 кВ Лебедянь.

Для перечисленных центров питания требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования. При анализе загрузки центров питания рассматриваются схемно-режимные мероприятия:

- использование резервов по генерации активной и реактивной мощности электростанций;
- перефиксация присоединений в ремонтных схемах сети;
- перевод нагрузок на другие центры питания;
- увеличение трансформаторной мощности центра питания.

ПС 110/35/10 кВ Долгоруково

На ПС 110 кВ Долгоруково установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТМТ	1970	86	6,3	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	7,38
					Летний период (21,8°C)	
					98,38	6,2
Т-2	ТДТН	1975	93	10	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	11,72
					Летний период (21,8°C)	
					98,38	9,84

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 7,36 МВА (16.12.2020 – выявлена в 20:00), в летний период – 5,83 МВА (16.06.2021 – выявлена в 23:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Долгоруково в послеаварийном режиме возможен перевод до 1,89 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Гороховская (0,89 МВА) и на ПС 220 кВ Елецкая (1 МВА).

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Долгоруково фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 116,8% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Долгоруково планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,61 МВт (0,29 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Долгоруково может составить 7,65 МВА в зимний период и 6,12 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Долгоруково перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 121,4% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 97,2% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-1 ПС 110 кВ Долгоруково может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 91,4% от $S_{ном}$ (5,76 МВА).

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 ПС 110 кВ Долгоруково отсутствует.

ПС 110/35/10 кВ Казинка

На ПС 110 кВ Казинка установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
----------------	---------	-----------	-----	-----------------	---------------	-----------------

Т-1	ТДТН	1979	84	16	Зимний период (-2,2°C)	
					116,1	18,58
					Летний период (22,1°C)	
Т-2	ТДТН	1981	90	16	Зимний период (-2,2°C)	
					116,1	18,58
					Летний период (22,1°C)	
					98,11	15,7

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 19,74 МВА (15.12.2021 – выявлена в 19:00), в летний период – 15,76 МВА (16.06.2021 – выявлена в 00:00). При этом, согласно данным собственника, значение нагрузки в день контрольного замера от 16.06.2021 не является характерным. В связи с этим в качестве максимального значения нагрузки центра питания в летний период за последние 3 года составляет 11,25 МВА (17.06.2020 – выявлена в 00:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Казинка в послеаварийном режиме возможен перевод до 4,8 МВА нагрузки на ПС 220 кВ Пост-474 (3 МВА) и на ПС 110 кВ ГПП-3 (1,8 МВА).

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Казинка фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 123,4% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Казинка может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 93% от $S_{ном}$ (14,94 МВА).

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Казинка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,77 МВт (0,49 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Казинка может составить 20,23 МВА в зимний период и 11,74 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Казинка перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 126,4% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 73,4% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Казинка может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 96,4% от $S_{ном}$ (15,43 МВА).

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Казинка отсутствует.

ПС 110/35/10 кВ Лебедянь

На ПС 110 кВ Лебедянь установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном},$ МВА	$K_{пер},$ %	$S_{ддн},$ МВА
Т-1	ТДТН	1968	88	16	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	18,75
					Летний период (22,1°C)	
					98,11	15,7
Т-2	ТДТН	1970	80	16	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	18,75
					Летний период (22,1°C)	
					98,11	15,7

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет 54 года и 52 года соответственно, что значительно превышает нормативный срок эксплуатации. Также, согласно протоколу филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 20.04.2020 г., основное оборудование подстанции находится в неудовлетворительном состоянии и необходимо проведение комплексной реконструкции данной подстанции.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 23,89 МВА (16.12.2020 – выявлена в 19:00), в летний период – 13,25 МВА (17.06.2020 – выявлена в 13:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Лебедянь в послеаварийном режиме возможен перевод до 4,8 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Россия (1,8 МВА) и на ПС 110 кВ Химическая (3 МВА).

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Лебедянь фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 149,3% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Лебедянь может быть снижена в зимний период до 119,3% от $S_{ном}$ (19,09 МВА), что превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Лебедянь на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×25 МВА обеспечивается допустимый уровень фактической нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 95,6% от $S_{ном}$.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Лебедянь планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,56 МВт (0,4 МВА – полная мощность с учетом коэффициента

реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Лебедянь может составить 24,29 МВА в зимний период и 13,65 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Лебедянь при единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Лебедянь перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 97,2% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ном}$, в режиме летних нагрузок составляет 54,6% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ном}$.

ПС 110/35/10 кВ Тербуны

На ПС 110 кВ Тербуны установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТДТН	1980	94	10	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	11,72
					Летний период (22,1°C)	
					98,11	9,81
Т-2	ТДТН	1972	93	10	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	11,72
					Летний период (22,1°C)	
					98,11	9,81

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 10,95 МВА (16.12.2020 – выявлена в 20:00), в летний период – 10,23 МВА (17.06.2020 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Тербуны в послеаварийном режиме возможен перевод до 1 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Набережное (0,6 МВА) и на ПС 110 кВ Волово (0,4 МВА).

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Тербуны фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме летних нагрузок составляет 102,3% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая нагрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Тербуны может быть снижена в летний период ниже $S_{ддн}$ до 92,3% от $S_{ном}$ (9,23 МВА).

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Тербуны планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,22 МВт (0,2 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). Перспективная нагрузка ПС 110 кВ Тербуны может составить 11,15 МВА в зимний период и 10,43 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Тербуны перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет

111,5% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 104,3% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-1 ПС 110 кВ Тербуны может быть снижена в летний период ниже $S_{ддн}$ до 94,3% от $S_{ном}$ (9,43 МВА).

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Тербуны отсутствует.

ПС 110/35/10 кВ Доброе

На ПС 110 кВ Доброе установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТДТН	1985	94	16	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	18,75
					Летний период (21,7°C)	
					98,47	15,76
Т-2	ТДТН	1983	86	16	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	18,75
					Летний период (21,7°C)	
					98,47	15,76

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 18,99 МВА (16.12.2020 – выявлена в 19:00), в летний период – 9 МВА (19.06.2019 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Доброе в послеаварийном режиме возможен перевод до 4,8 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Компрессорная (2,7 МВА) и на ПС 220 кВ Сокол (2,1 МВА).

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Доброе фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 118,7% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Доброе может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 88,7% от $S_{ном}$ (14,19 МВА).

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Доброе планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 5,06 МВт (0,75 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Доброе может составить 19,74 МВА в зимний период и 9,75 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Доброе перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет

123,4% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 60,9% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Доброе может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 93,4% от $S_{ном}$ (14,94 МВА).

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Доброе отсутствует.

ПС 110/35/10 кВ Хворостянка

На ПС 110 кВ Хворостянка установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТДТН	1978	94	10	Зимний период (2,9°C)	
					112,97	11,3
					Летний период (21,8°C)	
					98,38	9,84
Т-2	ТДТН	1976	86	16	Зимний период (2,9°C)	
					112,97	18,08
					Летний период (21,8°C)	
					98,38	15,74

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 12,25 МВА (19.12.2019 – выявлена в 09:00), в летний период – 9,85 МВА (16.06.2021 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Хворостянка в послеаварийном режиме возможен перевод до 1,82 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Добринка (1,1 МВА) и на ПС 110 кВ Гидрооборудование (0,72 МВА).

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Хворостянка фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 122,5% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 98,5% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая загрузка Т-1 ПС 110 кВ Хворостянка может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 104,3% от $S_{ном}$ (10,43 МВА), в летний период ниже $S_{ддн}$ до 80,3% от $S_{ном}$ (8,03 МВА).

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Хворостянка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,52 МВт (0,07 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Хворостянка может составить 12,32 МВА в зимний период и 9,92 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Хворостянка перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 123,2% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 99,2% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная нагрузка Т-1 ПС 110 кВ Хворостянка может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 105% от $S_{ном}$ (10,5 МВА) и в летний период ниже $S_{ддн}$ до 81% от $S_{ном}$ (8,1 МВА) соответственно.

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 ПС 110 кВ Хворостянка отсутствует.

ПС 110/35/10 кВ Химическая

На ПС 110 кВ Химическая установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТДТН	1986	90	16	Зимний период (2,9°C)	
					112,97	18,08
					Летний период (22,1°C)	
					98,11	15,7
Т-2	ТДТН	1986	81	16	Зимний период (2,9°C)	
					112,97	18,08
					Летний период (22,1°C)	
					98,11	15,7

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 16,64 МВА (18.12.2019 – выявлена в 12:00), в летний период – 8,18 МВА (17.06.2020 – выявлена в 15:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Химическая в послеаварийном режиме возможен перевод до 4,2 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Лебедянь (2,3 МВА) и на ПС 110 кВ Березовка (1,9 МВА).

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Химическая фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 104% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 51,1% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Химическая планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 6,65 МВт (3,02 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Химическая может составить 19,67 МВА в зимний период и 11,2 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Химическая перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет

122,9% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 70% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Химическая может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 96,7% от $S_{ном}$ (15,47 МВА).

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Химическая отсутствует.

ПС 35/10 кВ №1

На ПС 35 кВ №1 установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТМН	1985	94	4	Зимний период (-2,2°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,8°C)	
					105	4,2
Т-2	ТМН	1985	94	4	Зимний период (-2,2°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,8°C)	
					105	4,2

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 5,21 МВА (15.12.2021 – выявлена в 20:00), в летний период – 3,6 МВА (16.06.2021 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ №1 в послеаварийном режиме возможен перевод до 1,2 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Казинка и на ПС 35 кВ Матыра.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ №1 фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 130,3% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая загрузка Т-2(1) ПС 35 кВ №1 может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 100,3% от $S_{ном}$ (14,94 МВА).

Согласно данным собственника в рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ №1 подключение энергопринимающих устройств не планируется.

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №1 отсутствует.

ПС 35/6 кВ №2

На ПС 35 кВ №2 установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТМ	1956	92	1	Зимний период (-4,4°C)	
					105	1,05

					Летний период (22,1°C)	
					105	1,05
Т-2	ТМ	1978	94	2,5	Зимний период (-4,4°C)	
					105	2,63
					Летний период (22,1°C)	
					105	2,63

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 2,03 МВА (16.12.2020 – выявлена в 21:00), в летний период – 1,06 МВА (17.06.2020 – выявлена в 11:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ №2 в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-2 ПС 35 кВ №2 фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 203,1% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 ПС 35 кВ №2 на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 1×1 МВА на новый трансформатор мощностью 2×25 МВА обеспечивается допустимый уровень фактической нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 81,2% от $S_{ном}$.

Согласно данным собственника в рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ №2 подключение энергопринимающих устройств не планируется.

ПС 35/10 кВ №3

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТМ	1983	94	2,5	Зимний период (-4,4°C)	
					105	2,63
					Летний период (21,7°C)	
					105	2,63
Т-2	ТМ	1987	94	2,5	Зимний период (-4,4°C)	
					105	2,63
					Летний период (21,7°C)	
					105	2,63

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 4,68 МВА (16.12.2020 – выявлена в 18:00), в летний период – 2,31 МВА (19.06.2019 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ №3 в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ №3 фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 187,3% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая нагрузка Т-2(1) ПС 35 кВ №3 может быть снижена в зимний период до 187,3% от $S_{ном}$ (4,68 МВА), что превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №3 на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×2,5 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×4 МВА ДДН Т-1(2) в зимний период составит 105% от $S_{ном}$ (4,2 МВА) – при единичном отключении Т-1(2) фактическая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 117% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ном}$.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×2,5 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×6,3 МВА обеспечивается допустимый уровень фактической нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 74,3% от $S_{ном}$.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ №3 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 4,58 МВт (0,62 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ №3 может составить 5,3 МВА в зимний период и 2,93 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ №3 перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 84,2% от $S_{ном}$ и не $S_{ном}$, в режиме летних нагрузок составляет 46,5% от $S_{ном}$ и $S_{ном}$.

ПС 35/6 кВ №4

На ПС 35 кВ №4 установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	К _{пер} , %	$S_{ддн}$, МВА
Т-2	ТМН	1988	93	4	Зимний период (-2,2°C)	
					105	4,2
					Летний период (22,1°C)	
					105	4,2
Т-3	ТМН	2003	94	4	Зимний период (-2,2°C)	
					105	4,2
					Летний период (22,1°C)	
					105	4,2

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 4,15 МВА (15.12.2021 – выявлена в 14:00), в летний период – 3,08 МВА (17.06.2020 – выявлена в 18:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ №4 в послеаварийном режиме возможен перевод до 1,2 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Новая Деревня.

При единичном отключении Т-2(3) ПС 35 кВ №4 фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-3(2) в режиме зимних нагрузок составляет 103,7% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 77,1% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ №4 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,38 МВт (0,06 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ №4 может составить 4,21 МВА в зимний период и 3,15 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-2(3) ПС 35 кВ №4 перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-3(2) в режиме зимних нагрузок составляет 105,3% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 78,7% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная нагрузка Т-3(2) ПС 35 кВ №4 может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 75,3% от $S_{ном}$ (3,01 МВА).

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-2 и Т-3 ПС 35 кВ №4 отсутствует.

ПС 35/10 кВ Борисовка

На ПС 35 кВ Борисовка установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТМ	2011	94	4	Зимний период (-4,4°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,8°C)	
					105	4,2
Т-2	ТМН	2016	94	4	Зимний период (-4,4°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,8°C)	
					105	4,2

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 5,23 МВА (16.12.2020 – выявлена в 18:00), в летний период – 3,94 МВА (16.06.2021 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Борисовка в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ Борисовка фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 130,7% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Борисовка на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×4 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×6,3 МВА обеспечивается допустимый уровень фактической нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 83% от $S_{ном}$.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Борисовка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,95 МВт (0,43 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Борисовка может составить 5,66 МВА в зимний период и 4,37 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ Борисовка перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 89,8% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 69,4% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

ПС 35/10 кВ Введенка

На ПС 35 кВ Введенка установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТМН	1986	94	4	Зимний период (-4,4°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,8°C)	
					105	4,2
Т-2	ТМ	2008	94	4	Зимний период (-4,4°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,8°C)	
					105	4,2

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 4,75 МВА (16.12.2020 – выявлена в 20:00), в летний период – 2,69 МВА (16.06.2021 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Введенка в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ Введенка фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 118,8% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Введенка на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×4 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×6,3 МВА обеспечивается допустимый уровень фактической нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 75,4% от $S_{ном}$.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Введенка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,83 МВт (0,2 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Введенка может составить 4,95 МВА в зимний период и 2,89 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ Введенка перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 78,6% от $S_{ном}$.

ПС 35/10 кВ Матыра

На ПС 35 кВ Матыра установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТМН	2000	94	4	Зимний период (-4,4°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,7°C)	
					105	4,2
Т-2	ТМР	1974	92	3,2	Зимний период (-4,4°C)	
					105	3,36
					Летний период (21,7°C)	
					105	3,36

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 3,8 МВА (16.12.2020 – выявлена в 16:00), в летний период – 2,72 МВА (19.06.2019 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Матыра в послеаварийном режиме возможен перевод до 0,96 МВА нагрузки на ПС 35 кВ №1.

При единичном отключении Т-1 ПС 35 кВ Матыра фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 118,6% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая нагрузка Т-2 ПС 35 кВ Матыра может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 88,6% от $S_{ном}$ (2,84 МВА).

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Матыра планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,03 МВт (0,003 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Матыра может составить 3,8 МВА в зимний период и 2,72 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1 ПС 35 кВ Матыра перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 118,7% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная нагрузка Т-2 ПС 35 кВ Матыра может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 88,7% от $S_{ном}$ (2,84 МВА).

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-2 ПС 35 кВ Матыра отсутствует.

ПС 35/6 кВ Студеновская

На ПС 35 кВ Студеновская установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТДНС	1978	94	10	Зимний период (-4,4°C)	
					105	10,5
					Летний период (22,1°C)	
					105	10,5
Т-2	ТДНС	1981	94	10	Зимний период (-4,4°C)	
					105	10,5
					Летний период (22,1°C)	
					105	10,5

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 11,52 МВА (16.12.2020 – выявлена в 11:00), в летний период – 9,5 МВА (17.06.2020 – выявлена в 15:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Студеновская в послеаварийном режиме возможен перевод до 2,01 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Южная (0,74 МВА) и на ПС 110 кВ Трубная-2 (1,27 МВА).

При единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ Студеновская фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1(2) в режиме зимних нагрузок составляет 115,2% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая нагрузка Т-2(1) ПС 35 кВ Студеновская может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 95,1% от $S_{ном}$ (2,01 МВА).

Согласно данным собственника в рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Студеновская подключение энергопринимающих устройств не планируется.

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Студеновская отсутствует.

ПС 35/6 кВ Таволжанка

На ПС 35 кВ Таволжанка установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
----------------	---------	-----------	-----	-----------------	---------------	-----------------

Т-1	ТМН	1995	94	4	Зимний период (-2,2°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,8°C)	
					105	4,2
Т-2	ТМН	1995	94	4	Зимний период (-2,2°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,8°C)	
					105	4,2

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 6,16 МВА (15.12.2021 – выявлена в 20:00), в летний период – 3,97 МВА (16.06.2021 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Таволжанка в послеаварийном режиме возможен перевод до 1 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Гидрооборудование.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ Таволжанка фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 153,9% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая загрузка Т-2(1) ПС 35 кВ Таволжанка может быть снижена в зимний период до 92% от $S_{ном}$ (5,16 МВА), что превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Таволжанка на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×4 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×6,3 МВА обеспечивается допустимый уровень фактической нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 97,7% от $S_{ном}$.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Таволжанка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,95 МВт (0,12 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Таволжанка может составить 6,27 МВА в зимний период и 4,09 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ Таволжанка перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 99,6% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

ПС 35/10 кВ Троицкая

На ПС 35 кВ Троицкая установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТМ	1974	89	2,5	Зимний период (-4,4°C)	
					105	2,63
					Летний период (21,8°C)	

					105	2,63
Т-2	ТМ	1979	90	4	Зимний период (-4,4°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,8°C)	
					105	4,2

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 3,29 МВА (16.12.2020 – выявлена в 19:00), в летний период – 1,78 МВА (16.06.2021 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Троицкая в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

При единичном отключении Т-2 ПС 35 кВ Троицкая фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 131,6% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформатора Т-1 ПС 35 кВ Троицкая на трансформатор с большей номинальной мощностью.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 1×2,5 МВА на новый трансформатор мощностью 1×4 МВА обеспечивается допустимый уровень фактической нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 82,2% от $S_{ном}$.

В рамках реализации ТУ на ТП и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 35 кВ Троицкая планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,5 МВт (0,2 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Троицкая может составить 3,49 МВА в зимний период и 1,98 МВА в летний период.

С учетом замены трансформатора при единичном отключении Т-2 ПС 35 кВ Троицкая перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 87,2% от $S_{ном}$ и не превышает $S_{ддн}$.

ПС 35/10 кВ Ярлуково

На ПС 35 кВ Ярлуково установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТМ	1977	84	3,2	Зимний период (-4,4°C)	
					105	3,36
					Летний период (21,7°C)	
					105	3,36
Т-2	ТМН	1995	88	4	Зимний период (-4,4°C)	
					105	4,2
					Летний период (21,7°C)	
					105	4,2

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 3,77 МВА (16.12.2020 – выявлена в 08:00), в летний период – 2,29 МВА (19.06.2019 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Ярлуково в послеаварийном режиме возможен перевод до 0,96 МВА нагрузки на ПС 35 кВ Малей.

При единичном отключении Т-2 ПС 35 кВ Ярлуково фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 117,9% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания фактическая загрузка Т-1 ПС 35 кВ Ярлуково может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 87,9% от $S_{ном}$ (2,81 МВА).

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Ярлуково планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,94 МВт (0,1 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Ярлуково может составить 3,87 МВА в зимний период и 2,39 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-2 ПС 35 кВ Ярлуково перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 121% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-1 ПС 35 кВ Ярлуково может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 91% от $S_{ном}$ (2,91 МВА).

С учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 ПС 35 кВ Ярлуково отсутствует.

Выводы по результатам анализа загрузки центров питания 35–110 кВ (базовый вариант развития)

На основании результатов анализа фактической и перспективной загрузки центров питания 35–110 кВ энергосистемы Липецкой области для отчетного периода был определен перечень центров питания, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования свыше допустимого уровня нагрузки при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора и требуется увеличение трансформаторной мощности центров питания:

- ПС 110/35/10 кВ Лебедянь – замена Т-1 и Т-2, 2×16 МВА на 2×25 МВА;
- ПС 35/6 кВ №2 – замена Т-1, 1×1 МВА на 1×2,5 МВА;
- ПС 35/10 кВ №3 – замена Т-1 и Т-2, 2×2,5 МВА на 2×6,3 МВА;
- ПС 35/10 кВ Борисовка – замена Т-1 и Т-2, 2×4 МВА на 2×6,3 МВА;
- ПС 35/10 кВ Введенка – замена Т-1 и Т-2, 2×4 МВА на 2×6,3 МВА;
- ПС 35/6 кВ Таволжанка – замена Т-1 и Т-2, 2×4 МВА на 2×6,3 МВА;
- ПС 35/6 кВ Троицкая – замена Т-1, 1×2,5 МВА на 1×4 МВА.

4.9.3 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 500–220 кВ

В данном разделе представлены результаты расчетов токов короткого замыкания на электросетевых объектах 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС», АО «ОЭЗ ППТ «Липецк», ПАО «НЛМК», филиала ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д. и ООО «Овощи Черноземья».

Расчеты выполнены для текущего состояния электрической сети 220 кВ и выше и на перспективу 2027 года с учетом запланированных мероприятий по изменению топологии сети 110 кВ и выше и изменению состава генерирующего оборудования по базовому варианту развития.

В таблице 58 представлены расчетные значения уровней токов короткого замыкания и результаты проверки коммутационного оборудования электросетевых объектов 220 кВ и выше для текущего и перспективного состояния энергосистемы на 2027 год. Для систем (секций) шин приводится суммарное значение трехфазного/однофазного тока короткого замыкания, для присоединений приводится значение максимального трехфазного/однофазного тока короткого замыкания по присоединению. Несоответствия отключающей способности выключателей уровню токов короткого замыкания выделены красным цветом.

Таблица 58 – Уровни токов короткого замыкания на электросетевых объектах 220 кВ и выше

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность I _{откл.ном} , кА	Исходная схема I _{н0} ⁽³⁾ /I _{н0} ⁽¹⁾ , кА	Перспектива I _{н0} ⁽³⁾ /I _{н0} ⁽¹⁾ , кА
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Верхне-Донское ПИМЭС						
ПС 500 кВ Борино	СШ 500 кВ	выключатель	FXI-17	50		
		выключатель	GL-317	31,5	20,24 / 17,66	20,55 / 17,83
		выключатель	ВВ-500Б-29/2000	29		
		выключатель	ВГТ-УЭТМ-500-31,5/2000	31,5		
		-		-		
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	30,08 / 31,56	30,89 / 32,18
		выключатель	GL-314	40	25,84 / 25,46	26,58 / 25,99
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	25,6 / 25,15	26,34 / 25,67
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,47 / 30,96	30,27 / 31,57
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,49 / 31,02	30,28 / 31,64
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,73 / 29,72	28,32 / 30,19
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,73 / 29,72	28,32 / 30,2
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,82 / 31,31	30,59 / 31,9
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,82 / 31,32	30,59 / 31,91
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,2 / 30,51	29,98 / 31,11
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	30,08 / 31,56	30,89 / 32,18
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	15,66 / 16,34	16,07 / 16,65
выключатель	GL-314	40	30,08 / 31,56	30,89 / 32,18		
ПС 500 кВ Борино	СШ 220 кВ, в т. ч. присоединения (отключены СВ-12 и СВ-34 220 кВ на ПС 500 кВ Липецкая, отключен один АТ на ПС 220 кВ Правобережная):	-	-	-	29,26 / 30,83	30,11 / 31,49
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	24,93 / 24,72	25,72 / 25,28
		выключатель	GL-314	40	24,69 / 24,4	25,47 / 24,96
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,63 / 30,22	29,47 / 30,86
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,65 / 30,28	29,48 / 30,93
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,11 / 29,14	27,71 / 29,62
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,12 / 29,14	27,71 / 29,62
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,07 / 30,65	29,89 / 31,29
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,07 / 30,66	29,89 / 31,29
		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,33 / 29,75	29,15 / 30,39

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл, ном}$, кА	Исходная схема $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА		
ШСВ-220		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,26 / 30,83	30,11 / 31,49		
				31,5	15,26 / 15,98	15,69 / 16,32		
ОВ-220		выключатель	GL-314	40	29,26 / 30,83	30,11 / 31,49		
СШ 220 кВ, в т. ч. присоединения (в работе 4 генератора ЛТЭЦ-2, отключены СВ-12 и СВ-34 220 кВ на ПС 500 кВ Липецкая):		-	-	-	29,41 / 31,06	30,35 / 31,78		
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	25,12 / 24,98	25,99 / 25,59
				выключатель	GL-314	40	24,88 / 24,67	25,74 / 25,27
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,81 / 30,46	29,72 / 31,17
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,82 / 30,52	29,74 / 31,23
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,37 / 29,44	28,04 / 29,98
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,38 / 29,44	28,05 / 29,98
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,17 / 30,83	30,06 / 31,51
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,17 / 30,83	30,06 / 31,52
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,51 / 30	29,42 / 30,7
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,41 / 31,06	30,35 / 31,78
				выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	15,33 / 16,09	15,8 / 16,46
				выключатель	GL-314	40	29,41 / 31,06	30,35 / 31,78
				СШ 220 кВ, в т. ч. присоединения (в работе 4 генератора ЛТЭЦ-2, отключены СВ-12 и СВ-34 220 кВ на ПС 500 кВ Липецкая, отключен один АТ на ПС 220 кВ Правобережная):		-	-	-
выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	24,8 / 24,63					25,62 / 25,21
выключатель	GL-314	40	24,56 / 24,32					25,37 / 24,89
выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,49 / 30,11					29,35 / 30,78
выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,5 / 30,18					29,37 / 30,85
выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,01 / 29,06					27,63 / 29,56
выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,02 / 29,06					27,63 / 29,57
выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,92 / 30,55					29,78 / 31,21
выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,92 / 30,55					29,78 / 31,21
выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,19 / 29,65					29,04 / 30,31
выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,11 / 30,73					29,99 / 31,41
выключатель	GL-314	40	29,11 / 30,73					29,99 / 31,41

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл,ном}$, кА	Исходная схема $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	
ПС 500 кВ Елецкая	СШ 220 кВ, в т. ч. присоединения (в работе 3 генератора ЛТЭЦ-2, отключены СВ-12 и СВ-34 220 кВ на ПС 500 кВ Липецкая):	-	-	-	29,24 / 30,93	30,21 / 31,68	
	В-220 АТ-1	выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	24,96 / 24,88	25,86 / 25,51	
	В-220 АТ-2	выключатель	GL-314	40	24,71 / 24,56	25,61 / 25,19	
	В-220 Елецкая 220 №1	выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,63 / 30,33	29,59 / 31,07	
	В-220 Елецкая 220 №2	выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,65 / 30,39	29,6 / 31,13	
	В-220 Новая I цепь	выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,25 / 29,34	27,94 / 29,9	
	В-220 Новая II цепь	выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	27,25 / 29,35	27,94 / 29,9	
	В-220 Правобережная I цепь	выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29 / 30,71	29,93 / 31,42	
	В-220 Правобережная II цепь	выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29 / 30,71	29,93 / 31,43	
	В-220 Чириково	выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,34 / 29,88	29,29 / 30,6	
	ШСВ-220	выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5 ⁸	29,24 / 30,93	30,21 / 31,68	
	ОВ-220	выключатель	GL-314	31,5 ⁹	15,24 / 16,03	15,73 / 16,41	
	ШСВ-220 (в работе 2 генератора ЛТЭЦ-2, отключены СВ-12 и СВ-34 220 кВ на ПС 500 кВ Липецкая):		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	40	29,24 / 30,93	30,21 / 31,68
	ШСВ-220 (в работе 1 генератор ЛТЭЦ-2, отключены СВ-12 и СВ-34 220 кВ на ПС 500 кВ Липецкая):		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,02 / 30,77	30,03 / 31,55
	ПС 500 кВ Липецкая	СШ 500 кВ	выключатель	3АР2FL-550	50	15,13 / 15,95	15,64 / 16,34
СШ 220 кВ		выключатель	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	28,78 / 30,59	29,81 / 31,39	
СШ 500 кВ		выключатель	НРЛ-550 В2	31,5 ⁹	15	15,53 / 16,26	
СШ 220 кВ		выключатель	ВВБ-500-35,5/2000	50	14,49 / 12,96	14,59 / 13,01	
СШ 500 кВ		выключатель	ВВБ-500-35,5/2000	35,5	20,49 / 22,79	20,62 / 22,88	
ПС 500 кВ Липецкая	СШ 220 кВ	выключатель	ВВД-220Б-31,5/2000	40	26,88 / 23,12	27,34 / 23,41	
	СШ 500 кВ	выключатель	ВВД-220Б-40/2000	40			
		выключатель	FXT-17	40			
		выключатель	НРЛ-550 В2	40			

⁸ При работе двух и более генераторов на ЛТЭЦ-2 опробование СШ 220 кВ ПС 500 кВ Бороино рекомендуется выполнять через ВЛ или АТ.

⁹ Представлены значения токов при коротком замыкании в нормальном режиме работы ПСВ 220 кВ ПС 500 кВ Бороино.

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$, кА	Исходная схема $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА
	СШ 220 кВ, в т. ч. присоединения (в работе 5 генераторов ЛТЭЦ-2):	-	-	-	38,43 / 40,6	39,71 / 41,58
	В 1 сек. 220 АТ-1	выключатель	3АРИГ-245	40	38,43 / 40,6	39,71 / 41,58
	В 2 сек. 220 АТ-1	выключатель	3АРИГ-245	40	38,43 / 40,6	39,71 / 41,58
	В 3 сек. 220 АТ-2	выключатель	3АРИГ-245	40	38,43 / 40,6	39,71 / 41,58
	В 4 сек. 220 АТ-2	выключатель	3АРИГ-245	40	38,43 / 40,6	39,71 / 41,58
	В-220 Пост-474-тяговая	выключатель	3АРИГ-245	40	37,14 / 39,56	38,42 / 40,55
	В-220 Грязи-Орловские тяговая	выключатель	3АРИГ-245	40	37,14 / 39,53	38,41 / 40,52
	В-220 Казинка I цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,86 / 40,08	39,03 / 41,03
	В-220 Казинка II цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,87 / 40,1	39,04 / 41,05
	В-220 Северная I цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,47 / 39,86	38,56 / 40,71
	В-220 Северная II цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,47 / 39,86	38,56 / 40,71
	В-220 Сокол	выключатель	3АРИГ-245	40	37,77 / 39,8	38,87 / 40,64
	В-220 Мичуринская I цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,86 / 40,07	39,13 / 41,05
	В-220 Мичуринская II цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,86 / 40,07	39,14 / 41,06
	В-220 Котовская	выключатель	3АРИГ-245	40	37,59 / 39,79	38,87 / 40,78
	СВ-13 220	выключатель	3АРИГ-245	40	38,43 / 40,6	39,71 / 41,58
	СВ-24 220	выключатель	3АРИГ-245	40	38,43 / 40,6	39,71 / 41,58
	В 1 сек. 220 АТ-3	выключатель	3АРИГ-245	40	38,43 / 40,6	39,71 / 41,58
	В 2 сек. 220 АТ-3	выключатель	3АРИГ-245	40	38,43 / 40,6	39,71 / 41,58
	СШ 220 кВ, в т. ч. присоединения (в работе 4 генератора ЛТЭЦ-2):	-	-	-	38,18 / 40,42	39,53 / 41,45
	В 1 сек. 220 АТ-1	выключатель	3АРИГ-245	40	38,18 / 40,42	39,53 / 41,45
	В 2 сек. 220 АТ-1	выключатель	3АРИГ-245	40	38,18 / 40,42	39,53 / 41,45
	В 3 сек. 220 АТ-2	выключатель	3АРИГ-245	40	38,18 / 40,42	39,53 / 41,45
	В 4 сек. 220 АТ-2	выключатель	3АРИГ-245	40	38,18 / 40,42	39,53 / 41,45
	В-220 Пост-474-тяговая	выключатель	3АРИГ-245	40	36,9 / 39,38	38,24 / 40,42
	В-220 Грязи-Орловские тяговая	выключатель	3АРИГ-245	40	36,9 / 39,35	38,24 / 40,39
	В-220 Казинка I цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,63 / 39,97	38,86 / 40,93
	В-220 Казинка II цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,63 / 39,96	38,86 / 40,91
	В-220 Северная I цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,26 / 39,7	38,4 / 40,59
	В-220 Северная II цепь	выключатель	3АРИГ-245	40	37,26 / 39,7	38,4 / 40,59

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$, кА	Исходная схема $I_{н0}^{(3)}/I_{н0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА
	В-220 Сокол	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,59 / 39,67	38,76 / 40,56
	В-220 Мичуринская I цепь	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,62 / 39,89	38,96 / 40,92
	В-220 Мичуринская II цепь	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,62 / 39,9	38,96 / 40,93
	В-220 Котовская	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,35 / 39,61	38,69 / 40,64
	СВ-13 220	выключатель	ЗАРПFG-245	40	38,18 / 40,42	39,53 / 41,45
	СВ-24 220	выключатель	ЗАРПFG-245	40	38,18 / 40,42	39,53 / 41,45
	В 1 сек. 220 АТ-3	выключатель	ЗАРПFG-245	40	38,18 / 40,42	39,53 / 41,45
	В 2 сек. 220 АТ-3	выключатель	ЗАРПFG-245	40	38,18 / 40,42	39,53 / 41,45
	СШ 220 кВ, в т. ч. присоединения (в работе 3 генератора ЛТЭЦ-2):	-	-	-	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	В 1 сек. 220 АТ-1	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	В 2 сек. 220 АТ-1	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	В 3 сек. 220 АТ-2	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	В 4 сек. 220 АТ-2	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	В-220 Пост-474-тяговая	выключатель	ЗАРПFG-245	40	36,62 / 39,17	38,02 / 40,26
	В-220 Грязи-Орловские тяговая	выключатель	ЗАРПFG-245	40	36,62 / 39,14	38,02 / 40,23
	В-220 Казинка I цепь	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,38 / 39,78	38,66 / 40,78
	В-220 Казинка II цепь	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,38 / 39,77	38,66 / 40,76
	В-220 Северная I цепь	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,01 / 39,51	38,21 / 40,45
	В-220 Северная II цепь	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,01 / 39,52	38,21 / 40,45
	В-220 Сокол	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,36 / 39,5	38,59 / 40,44
	В-220 Мичуринская I цепь	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,34 / 39,68	38,74 / 40,76
	В-220 Мичуринская II цепь	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,34 / 39,69	38,74 / 40,77
	В-220 Котовская	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,07 / 39,4	38,47 / 40,48
	СВ-13 220	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	СВ-24 220	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	В 1 сек. 220 АТ-3	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	В 2 сек. 220 АТ-3	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	СШ 220 кВ (в работе два АТ ПС 500 кВ Липецкая)	выключатель	ЗАРПFG-245	40	37,9 / 40,21	39,31 / 41,29
	1, 2 сек. 220 кВ (при работе трех АТ ПС 500 кВ Липецкая отключены СВ-13 и СВ-24 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая)	выключатель	ЗАРПFG-245	40	34,66 / 35,26	35,9 / 36,14

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$, кА	Исходная схема $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА
	3, 4 сек. 220 кВ (при работе трех АТ ПС 500 кВ Липецкая отключены СВ-13 и СВ-24 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая)	выключатель	3АР1FG-245	40	18,3 / 19,36	18,35 / 19,4
	СШ 220 кВ	выключатель	HPL-245 B1	25	9,91 / 7,95	9,96 / 7,96
ПС 220 кВ Дон	СШ 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145	40		
		выключатель	ММО-110-20/1250	20	12,23 / 12,18	12,27 / 12,21
ПС 220 кВ Елецкая	СШ 220 кВ	выключатель	ММО-110-31,5/1600	31,5		
		выключатель	ВГТ-110-40/3150	40	14,72 / 12,58	14,84 / 12,63
		выключатель	У-220-25/2000	25		
		выключатель	У-110-40/2000	40		
		выключатель	У-110-8-42/2000	42		
		выключатель	МКП-110М-20/1000	20	16,43 / 17,94	16,52 / 18
ПС 220 кВ КС-29	СШ 220 кВ	выключатель	МКП-110Б-20/630	20		
		выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25		
		выключатель	У-110Б-40/2000	40		
		выключатель	ВГТ-110-40/2000	40		
		выключатель	GL-314	40		
		выключатель	HPL-245 B1	40	14,8 / 15,19	14,87 / 15,23
ПС 220 кВ Маяк	СШ 220 кВ	выключатель	HPL-245 B1	50		
		выключатель	ВМТ-220Б-25/1250	25		
ПС 220 кВ Металлургическая	СШ 110 кВ	выключатель	ВМТ-220Б-40/2000	40	13,43 / 11,31	13,5 / 11,34
		выключатель	ВМТ-220Б-25/1000	20		
		выключатель	3АР1FG-245	40	31,44 / 27,48	33,22 / 29,98
		выключатель	3АР1DT-245	50		
ПС 220 кВ Новая	1 сек. 220 кВ, в т. ч. присоединения:	выключатель	242PМR40-30	40		
		выключатель	У-110-8-42/2000	42	33,68 / 36,63	32,47 / 35,83
		выключатель	145PМ40-30	40		
		выключатель	HGF-1014 F1	40	27,66 / 24,44	29,1 / 26,15
		выключатель	3АР1DT-245	50		
		выключатель	У-220-40/2000	40		

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность I _{откл.ном} , кА	Исходная схема I _{н0} ⁽³⁾ /I _{н0} ⁽¹⁾ , кА	Перспектива I _{н0} ⁽³⁾ /I _{н0} ⁽¹⁾ , кА
ПС 220 кВ Правобережная	В-220 Северная II цепь ¹⁰	выключатель	У-220-25/2000	25	23,08 / 20,19	24,41 / 21,81
	2 сек. 220 кВ, в т. ч. присоединения:	выключатель	HGF-1014 F1	40		
		выключатель	ЗАР1ДТ-245	50	27,68 / 24,52	29,12 / 26,23
		выключатель	У-220-40/2000	40		
ПС 220 кВ Сокол	В-220 Северная I цепь	выключатель	У-220-25/2000	25	23,06 / 20,11	24,39 / 21,73
	СШ 110 кВ, в т. ч. присоединения:	выключатель	У-110-50/2000	50	42,62 / 40,17	41,95 / 40,08
		выключатель	ЗАР1FG-126	50		
		выключатель	ЛТВ-145 D1/B	40	33,25 / 31,61	32,64 / 31,43
ПС 220 кВ Тербуны	СШ 220 кВ	выключатель	ЗАР1FG-245	40	22,38 / 18,11	22,93 / 18,51
	СШ 110 кВ	выключатель	ВГТ-110П*-40/3150У1	40	37,13 / 34,26	38,84 / 35,79
	СШ 220 кВ	выключатель	ВГТ-220Ш-1К-40/4000	40	10,7 / 7,92	10,77 / 7,94
	СШ 110 кВ	выключатель	ВГТ-110-40/2000	40	22,74 / 19,9	20,46 / 18,63
ПС 220 кВ Чириково	1 СШ 110 кВ	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	7,9 / 8,85	7,91 / 8,85
		выключатель	GL-312	40		
	2 СШ 110 кВ	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	7,9 / 8,85	7,91 / 8,85
		выключатель	GL-312	40		
ПС 220 кВ Северная	СШ 220 кВ	выключатель	ЗАР1FG-245	40	32,41 / 29,51	34,65 / 32,93
	СШ 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145	40	29,16 / 31,78	29,51 / 32,37
		выключатель	ЗАР1FG-126	50		
	СШ 220 кВ	выключатель	н/д	40	11,12 / 9	11,2 / 9,03
ПС 220 кВ РП-3	ПАО «НЛМК»					
	СШ 220 кВ	выключатель	-	-	х / х	34,41 / 32,61
	СШ 110 кВ	выключатель	-	-	х / х	31,16 / 35,63
ПС 220 кВ Казинка	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»					
	СШ 220 кВ	выключатель	ЗАР1 ДТ 245	40	26,63 / 22,26	27,57 / 22,87
	СШ 110 кВ	выключатель	ЗАР1 FG-145	40	16,5 / 18,84	16,65 / 18,99
ПС 220 кВ Грязи-Орловские	Филиал ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д.					
	СШ 220 кВ	выключатель	ВГТ-220Ш-40/3150	40	11,24 / 9,15	11,31 / 9,17

¹⁰ Указаны значения токов короткого замыкания с учетом мероприятия по снижению токов короткого замыкания: отключение ШСЭВ 220 ПС 220 кВ Новая.

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{отклном}$, кА	Исходная схема $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА
ПС 220 кВ Пост №474	СШ 220 кВ	-	-	-	10,94 / 8,48	11 / 8,49
ПС 220 кВ Усмань-Тяговая	СШ 220 кВ	-	-	-	7,18 / 6,13	7,19 / 6,08
ООО «Овоши Черноземья»						
ПС 220 кВ Овоши Черноземья	СШ 220 кВ	выключатель	ВГТ-220	40	7,21 / 7,03	7,22 / 7,04

В результаты расчетов токов короткого замыкания на период до 2027 года выявлены риски превышения уровня токов короткого замыкания отключающей способности выключателей на объектах 220 кВ и выше как в исходной схеме, так и с учетом перспективного развития энергосистемы Липецкой области до 2027 года.

Рост уровня токов КЗ в перспективе до 2027 года обусловлен вводом генерирующей мощностей (УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»), а также изменением топологии сети 110 кВ и выше, например замыканием в транзит ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная и питанием ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайками со стороны ПС 220 кВ Правобережная в нормальной схеме в результате завершения реконструкции ПС 220 кВ Правобережная.

Далее рассматриваются возможные мероприятия по ограничению токов КЗ на шинах объектов 220 кВ и выше.

ПС 500 кВ Борино

Согласно результатам расчетов токов КЗ в перспективе до 2027 года в нормальной схеме возможно превышение уровня токов короткого замыкания отключающей способности (31,5 кА) выключателей типа ВВБ-220-31,5/2000 на присоединениях 220 кВ ПС 500 кВ Борино:

- В-220 Елецкая 220 №1
- В-220 Елецкая 220 №2
- В-220 Правобережная I цепь
- В-220 Правобережная II цепь
- ШСВ-220.

В качестве мероприятия по снижению токов короткого замыкания рекомендуется:

- при работе четырех и более генераторов на Липецкой ТЭЦ-2 отключить один из АТ на ПС 220 кВ Правобережная;
- при работе двух или трех генераторов на Липецкой ТЭЦ-2 опробование систем шин 220 кВ выполнять через ВЛ или АТ.

В перспективе до 2025 года на ПС 500 кВ Борино в соответствии с титулом «Техпереворужение ПС 500 кВ Борино, ПС 220 кВ Придонская в части замены выключателей 110-220 кВ на элегазовые (34 шт.)» планируется замена выключателей 220 кВ с отключающей способностью 31,5 кА на выключатели с отключающей способностью 40 кА.

ПС 500 кВ Липецкая

В нормальной схеме возможно превышение уровня токов короткого замыкания отключающей способности (40 кА) выключателей типа ЗАР1FG-245 на присоединениях 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая

в исходной схеме и в перспективе до 2027 года:

- В 1 сек. 220 АТ-1
- В 2 сек. 220 АТ-1
- В 3 сек. 220 АТ-2
- В 4 сек. 220 АТ-2
- В 1 сек. 220 АТ-3
- В 2 сек. 220 АТ-3
- В-220 Казинка I цепь
- В-220 Казинка II цепь
- В-220 Мичуринская I цепь
- В-220 Мичуринская II цепь
- СВ-13 220
- СВ-24 220

в перспективе до 2027 года дополнительно:

- В-220 Пост-474-тяговая
- В-220 Грязи-Орловские тяговая
- В-220 Северная I цепь
- В-220 Северная II цепь
- В-220 Сокол
- В-220 Котовская.

При отключении одного из трех АТ на ПС 500 кВ Липецкая наибольшее значение тока КЗ в период до 2027 года выявлено при однофазном КЗ на СШ 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая и составляет 36,14 кА, что соответствует отключающей способности установленных выключателей.

При работе трех АТ на ПС 500 кВ Липецкая в качестве мероприятия по снижению токов короткого замыкания рекомендуется отключить выключатели 220 кВ СВ-13 и СВ-24 220 кВ ПС 500 кВ Липецкая.

Дополнительные расчеты и анализ результатов расчетов режимов, связанные с моделированием рекомендуемых мероприятий по ограничению токов КЗ, приведены в разделе 4.9.5.

Разработка дополнительных мероприятий по ограничению уровней токов короткого замыкания на объектах 220 кВ и выше не требуется.

4.9.4 Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 110 кВ

В данном разделе представлены результаты расчетов токов короткого замыкания на электросетевых объектах 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго», АО «ОЭЗ ППТ «Липецк», ПАО «НЛМК» и филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация».

Расчеты выполнены для текущего состояния электрической сети 110 кВ и выше и на перспективу 2027 года с учетом запланированных мероприятий по

изменению топологии сети 110 кВ и выше и изменению состава генерирующего оборудования по базовому варианту развития.

В таблице 59 представлены расчетные значения уровней токов короткого замыкания и результаты проверки коммутационного оборудования электросетевых объектов 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» и АО «ОЭЗ ППТ «Липецк», для текущего и перспективного состояния энергосистемы на 2027 год.

В таблице 60 представлены расчетные значения уровней токов короткого замыкания и результаты проверки коммутационного оборудования 110 кВ на объектах ПАО «НЛМК» для текущего и перспективного состояния энергосистемы на 2026 год.

В таблице 61 представлены расчетные значения уровней токов короткого замыкания и результаты проверки коммутационного оборудования 110 кВ на объектах филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» для текущего и перспективного состояния энергосистемы на 2027 год.

Для систем (секций) шин приводится суммарное значение трехфазного/однофазного тока короткого замыкания, для присоединений приводится значение максимального трехфазного/однофазного тока короткого замыкания по присоединению. Несоответствия отключающей способности выключателей уровню токов короткого замыкания выделены красным цветом.

Таблица 59 – Уровни токов короткого замыкания на электросетевых объектах 110 кВ АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» и филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$, кА	Исходная схема $I_{н0}^{(3)}/I_{н0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{н0}^{(3)}/I_{н0}^{(1)}$, кА
АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»						
ПС 110 кВ ОЭЗ	СШ 110 кВ	выключатель	ЗАР1 FG-145	40	7,28 / 4,85	7,29 / 4,85
ПС 110 кВ ОЭЗ	1 сек. 110 кВ	выключатель	-	-	х / х	6,75 / 5,17
Елец-1 ¹¹	2 сек. 110 кВ	выключатель	-	-	х / х	6,75 / 5,17
Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»						
ПС 110 кВ Рождество	1 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	2,64 / 1,68	2,63 / 1,67
ПС 110 кВ Манежная	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	14,83 / 9,63	15 / 9,7
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	14,87 / 9,65	15,04 / 9,71
ПС 110 кВ Октябрьская	1 сек. 110 кВ			25	26,55 / 20,48	27,7 / 21,46
	1 сек. 110 кВ (питание ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайками осуществляется от ПС 220 кВ Новая)	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	9,79 / 5,93	10,31 / 6,59
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	26,58 / 20,54	27,71 / 21,52
ПС 110 кВ Бугор	1 сек. 110 кВ ¹²	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	28,54 / 22,34	29,36 / 22,98
	2 сек. 110 кВ ¹²	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	28,55 / 22,39	29,37 / 23,03
ПС 110 кВ Бугор	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	15,13 / 10,14	15,48 / 10,36
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	15,14 / 10,15	15,48 / 10,37
	1 сек. 110 кВ ¹²	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	15,75 / 10,57	15,98 / 10,7

¹¹ Ввод подстанции планируется до конца 2022 года.

¹² Значения токов короткого на шинах ПС 110 кВ Бугор и ПС 110 кВ Октябрьская представлены с учетом включения в транзит ВЛ 110 кВ Новая-Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная.

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность I _{откл.ном} , кА	Исходная схема I _{н0} ⁽³⁾ /I _{н0} ⁽¹⁾ , кА	Перспектива I _{н0} ⁽³⁾ /I _{н0} ⁽¹⁾ , кА
ПС 110 кВ Южная	2 сек. 110 кВ ⁽¹²⁾	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	15,76 / 10,58	15,99 / 10,71
	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	11,06 / 7,11	11,19 / 7,16
ПС 110 кВ Южная	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	11,06 / 7,11	11,19 / 7,16
	СШ 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	23,57 / 13,31	23,61 / 13,34
ПС 110 кВ Южная	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	14 / 8,9	14,15 / 8,95
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	14 / 8,9	14,15 / 8,95
ПС 110 кВ Двуречки	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	25	7,77 / 5,21	7,78 / 5,22
	1 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40	4,12 / 2,55	4,12 / 2,55
ПС 110 кВ Кашары	1 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40	4,12 / 2,55	4,12 / 2,55
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1DT-145/ЕК	40	5,05 / 3,54	5,06 / 3,54
ПС 110 кВ Круглое	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	6,71 / 4,31	6,73 / 4,31
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	6,44 / 4,24	6,46 / 4,24
ПС 110 кВ Лукошкино	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	6,98 / 4,6	6,99 / 4,6
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	6,98 / 4,6	6,99 / 4,6
ПС 110 кВ Лутошкино	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЛТВ-145D1/В-40/3150	40	2,16 / 1,37	2,16 / 1,37
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЛТВ-145D1/В-40/3150	40	2,16 / 1,37	2,16 / 1,37
ПС 110 кВ Нива	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	6,84 / 5,42	6,85 / 5,42
	СШ 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	5,79 / 4,48	5,79 / 4,48
ПС 110 кВ Ольховец	1 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	5,32 / 4,54	5,32 / 4,54
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	5,06 / 4,27	5,06 / 4,27
ПС 110 кВ Гидрооборудование	выключатель	выключатель	МКП-110-630-20	20		
	выключатель	выключатель	МКП-110-1000-20	20	9,68 / 4,74	9,71 / 4,74
	выключатель	выключатель	МКП-110Б-630-20 У1	20		
	выключатель	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40		
ПС 110 кВ Аксай	1 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40	3,77 / 1,96	3,76 / 1,96
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	3,77 / 1,96	3,76 / 1,96
ПС 110 кВ Астапово	1 сек. 110 кВ	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	3,43 / 2,32	3,43 / 2,32
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	3,43 / 2,32	3,43 / 2,32
ПС 110 кВ Березовка	СШ 110 кВ	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	1,69 / 1,14	1,69 / 1,14
ПС 110 кВ Верхняя Матренка	СШ 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40	1,57 / 0,82	1,57 / 0,82

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$ кА	Исходная схема $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$ кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$ кА
ПС 110 кВ Гороховская	1 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	3,03 / 1,85	3,03 / 1,85
	2 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	3,03 / 1,85	3,03 / 1,85
ПС 110 кВ Добринка	1 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	1,19 / 0,64	1,19 / 0,64
	2 сек. 110 кВ	выключатель	МКП-110-630-20	20	1,98 / 1,14	1,98 / 1,14
ПС 110 кВ Долгоруково	1 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	6,36 / 4,85	6,37 / 4,85
	2 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	4,02 / 3,38	4,02 / 3,38
ПС 110 кВ Донская	1 сек. 110 кВ	выключатель	МКП-110-1000-20	20	6,66 / 4,27	6,68 / 4,27
	2 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	6,66 / 4,27	6,68 / 4,27
ПС 110 кВ Измалково	1 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	2,34 / 1,53	2,33 / 1,53
	2 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	2,34 / 1,53	2,33 / 1,53
ПС 110 кВ Казинка	1 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	6,64 / 4,39	6,65 / 4,39
	2 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	6,64 / 4,39	6,65 / 4,39
ПС 110 кВ Компрессорная	СШ 110 кВ	выключатель	У-110А-2000-40	40		
		выключатель	МКП-110-630-20	20	6,42 / 3,96	6,42 / 3,96
		выключатель	ЛТВ-145D1/В-40/3150	40		
ПС 110 кВ Лебедянь	СШ 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40		
		выключатель	У-110А-2000-40	40	9,67 / 7,22	9,7 / 7,22
		выключатель	ВМТ-110Б-25/12,50	25		
ПС 110 кВ Толстой	1 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	3,09 / 2,08	3,09 / 2,08
	СШ 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	3,31 / 2,45	3,31 / 2,45
ПС 110 кВ Набережное	1 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	3,27 / 1,59	3,27 / 1,59
	2 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	3,27 / 1,59	3,27 / 1,59
ПС 110 кВ Россия	1 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	2,72 / 1,74	2,72 / 1,74
	2 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	2,72 / 1,74	2,72 / 1,74
ПС 110 кВ Тербуны	1 сек. 110 кВ	выключатель	МКП-110М-630-20	20	7,82 / 8,69	7,83 / 8,69
	2 сек. 110 кВ	выключатель	МКП-110Б-1000-20	20	7,82 / 8,69	7,83 / 8,69
ПС 110 кВ Троекурово	СШ 110 кВ	выключатель	ВМТ-110Б-25/12,50	25	1,84 / 1,18	1,84 / 1,18
		выключатель	МКП-110Б-630-20 У1	20		
ПС 110 кВ Усмань	СШ 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	3,19 / 1,46	3,19 / 1,46
		выключатель	МКП-110М-600-18,4	18,4		

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$, кА	Исходная схема $I_{10}^{(3)}/I_{10}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{10}^{(3)}/I_{10}^{(1)}$, кА
ПС 110 кВ Химическая	СШ 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40		
		выключатель	У-110А-2000-40	40		
		выключатель	МКП-110-630-20	20		
		выключатель	МКП-110Б-1000-20	20	5,38 / 4,31	5,39 / 4,31
		выключатель	МКП-110-1000-20	20		
		выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40		
ПС 110 кВ Хлевное	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40	2,36 / 1,43	2,36 / 1,43
		выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	2,36 / 1,43	2,36 / 1,43
ПС 110 кВ Чаплыгин Новая	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	1,74 / 1,12	1,74 / 1,12
		выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	1,74 / 1,12	1,74 / 1,12
ПС 110 кВ Вербилково	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	4,28 / 2,57	4,29 / 2,57
		выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	4,28 / 2,57	4,29 / 2,57
ПС 110 кВ Новая Деревня	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	5,45 / 3,35	5,46 / 3,35
		выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	5,41 / 3,35	5,42 / 3,35
ПС 110 кВ Цементная	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ 3 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	16,07 / 10,06	15,2 / 9,79
		выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	16,07 / 10,06	15,2 / 9,79
		выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	16,08 / 10,06	15,2 / 9,79
ПС 110 кВ Агрегатная	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	9,81 / 7,42	9,84 / 7,42
		выключатель	3АР1FG-145/ЕК	40	9,81 / 7,42	9,84 / 7,42
ПС 110 кВ Западная	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	10,44 / 8,13	10,47 / 8,14
		выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	10,44 / 8,13	10,47 / 8,14
ПС 110 кВ КПД	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40	13,19 / 8,05	12,68 / 7,89
		выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40	13,19 / 8,05	12,68 / 7,89
ПС 110 кВ Привокзальная	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40	17,73 / 10,33	17,6 / 10,31
		выключатель	ВГТ-110 III-40/2000У	40	17,73 / 10,33	17,6 / 10,31
ПС 110 кВ Ситовка	СШ 110 кВ	выключатель	ВМТ-110Б-25/1250	25	22,32 /	20,86 / 12,58

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$, кА	Исходная схема $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА
ПС 110 кВ Трубная-2		выключатель	ЗАР1FG-145/ЕК	40	12,95	
		выключатель	ВГТ-110 Ш-40/3150У	40		
	1 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	8,96 / 5,43	8,71 / 5,35
		2 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	8,96 / 5,43

Таблица 60 – Уровни токов короткого замыкания на объектах ПАО «НЛМК»

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$, кА	Исходная схема $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА
ПАО «НЛМК»						
ПС 110 кВ ГПП-1	1 СШ 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	12,21 / 8,14	12,26 / 8,17
	2 СШ 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	23,92 / 18,29	23,77 / 18,24
	СШ 110 кВ ⁽¹³⁾	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	30,26 / 23,94	30,23 / 23,97
ПС 110 кВ ГПП-3	1 сек. 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	17,98 / 13,39	19,42 / 16,62
	2 сек. 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	17,98 / 13,39	19,42 / 16,62
	3 сек. 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	17,98 / 13,39	19,42 / 16,62
ПС 110 кВ ГПП-18	СШ 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT-EK	40	34,09 / 32,77	34,11 / 32,88
	СШ 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT-EK	40	37,14 / 31,76	36,95 / 31,72
ПС 110 кВ РП-1	СШ 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	37,14 / 31,76	36,95 / 31,72
	СШ 110 кВ ⁽¹³⁾	выключатель	Siemens 3AP1DT-EK	40	37,32 / 32,2	37,17 / 32,2
	СШ 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	37,32 / 32,2	37,17 / 32,2
ПС 110 кВ РП-2	СШ 110 кВ	выключатель	ЯЭ-110Л-21У4	40	30,5 / 25,57	29,72 / 28,44
	блок №1	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	33,61 / 30,58	33,62 / 30,66
	блок №2	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	33,47 / 29,92	33,48 / 29,99
УТЭЦ	блок №3	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	33,59 / 30,43	33,61 / 30,52
	СШ 110 кВ	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	34,83 / 32,8	34,55 / 32,65
ТЭЦ НЛМК	блок №1	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	x / x	27,65 / 31,52
	блок №2	выключатель	Siemens 3AP1DT	40	x / x	26,56 / 30,56

¹³ Значения токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ ГПП-1, ПС 110 кВ РП-1 указаны с учетом возможного включения в транзит ВЛ 110 кВ Северная – ГПП-1 и КВЛ 110 кВ ТЭЦ НЛМК – ГПП-1 при включении ШСВ 110 кВ на ПС 110 кВ ГПП-1.

¹⁴ Ввод электростанции планируется на этапе 2023 года.

Таблица 61 – Уровни токов короткого замыкания на объектах филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Оборудование	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$, кА	Исходная схема $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	Перспектива $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$, кА	
Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»							
Липецкая ТЭЦ-2	1 сек. 1СШ 110 кВ, в т. ч. присоединения:	выключатель	ЗАР1ДТ-145/ЕК	50	30,82 / 33,46	26,94 / 30,28	
	ШСВВ I	выключатель	ВВЕМ 110 Б	31,5	29,92 / 31,97 0 / 0 ⁽¹⁵⁾	24,44 / 27,49	
	ВВ 110 ВЛ ТЭЦ-2 правая	выключатель	ВВЕМ 110 Б	31,5	29,58 / 32,33 10,73 / 12,29 ⁽¹⁵⁾	25,37 / 28,71 15,11 / 17,14	
	ВВ 110 ТГ-1	выключатель	ВВЕМ 110 Б	31,5	27,91 / 28,71	24,02 / 25,83	
	1 сек. 2СШ 110 кВ, в т. ч. присоединения:	выключатель	ЗАР1ДТ-145/ЕК	50	30,82 / 33,46	26,94 / 30,28	
	ВВ 110 ВЛ Промышленная	выключатель	ВВЕМ 110 Б	31,5	29,48 / 31,41	25,35 / 28,48	
	ВВ 110 ВЛ ТЭЦ-2 левая	выключатель	ВВЕМ 110 Б	31,5	29,58 / 32,33 23,35 / 23,06 ⁽¹⁵⁾	25,37 / 28,71 14,31 / 15,3	
	2 сек. 1СШ 110 кВ, в т. ч. присоединения:	выключатель	ЗАР1ДТ-145/ЕК	50	31,39 / 33,08	25,14 / 27,65	
	СВВ I	выключатель	ВВЕМ 110 Б	31,5	28,79 / 29,64	20,61 / 22,77	
	ТГ-3	выключатель	ВВЕМ 110 Б	31,5	30,57 / 31,43 29,33 / 29,95	22,28 / 24,4 23,08 / 24,71	
Елецкая ТЭЦ	2 сек. 2СШ 110 кВ, в т. ч. присоединения:	выключатель	ЗАР1ДТ-145/ЕК	50	31,39 / 33,08	25,14 / 27,65	
	СВВ II	выключатель	ВВЕМ 110 Б	31,5	28,79 / 29,64	20,61 / 22,77	
	ВВ 110 ВЛ Чугун левая ¹⁶	выключатель	ВВЕМ 110 Б	31,5	30,79 / 32,53	24,44 / 27,01	
	СШ 110 кВ	выключатель	ВГТ – 110П – 40/2500	40	14,07 / 12,69	14,13 / 12,72	
	Данковская ТЭЦ	1 сек. 110 кВ	выключатель	ВМТ – 110 Б-25/1250	25	14,07 / 12,69	14,13 / 12,72
		2 сек. 110 кВ	выключатель	ВГТ – 110Ш – 40/3150	31,5	14,07 / 12,69	14,13 / 12,72
			выключатель	ЛТВ145Д1/В	40	14,07 / 12,69	14,13 / 12,72
		выключатель	МКП - 110М	18,4	4,66 / 3,66	4,66 / 3,65	
		выключатель	МКП - 110М	18,4	4,5 / 3,53	4,5 / 3,52	

¹⁵ Указаны значения токов короткого замыкания с учетом мероприятий по снижению токов короткого замыкания при работе 5 генераторов на Липецкой ТЭЦ-2; предусмотрено отключение ШСВВ I Липецкой ТЭЦ-2.

¹⁶ Предусмотрено мероприятие по снижению токов короткого замыкания при работе 5 генераторов на Липецкой ТЭЦ-2: выполняется перевод на ОЭВ-2 с $I_{откл.ном} = 50$ кА.

ПС 110 кВ Октябрьская

Согласно результатам расчетов токов КЗ в перспективе до 2027 года в нормальной схеме возможно превышение уровня токов короткого замыкания отключающей способности (25 кА) выключателя типа ВМТ-110Б-25/1250 на присоединении 110 кВ Т-1 ПС 110 кВ Октябрьская. В качестве мероприятия по снижению токов короткого замыкания рекомендуется выполнить перевод питания ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайками в режим питания со стороны ПС 220 кВ Новая.

Результаты расчетов токов короткого замыкания на других объектах сети 110 кВ и выше на период до 2027 года показали достаточность существующих и рекомендованных в разделе 4.9.3 мероприятий по ограничению токов короткого замыкания на объектах 110 кВ филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго», АО «ОЭЗ ППТ «Липецк», ПАО «НЛМК» и филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация». Замена коммутационного оборудования не требуется. Разработка дополнительных мероприятий по ограничению уровней токов короткого замыкания не требуется.

4.9.5 Расчет электроэнергетических режимов работы электрической сети с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Липецкой области с учетом мероприятий по ограничению уровней токов короткого замыкания при нормативном возмущении (базовый вариант развития)

Далее рассмотрены схемно-режимные ситуации, в которых при моделировании рекомендуемых мероприятий по ограничению токов короткого замыкания возникло превышение токовой загрузки элементов электрической сети 35 кВ и выше относительно уровня токовой загрузки в базовом варианте развития без учета этих мероприятий.

Расчеты выполнены в прилегающей к объектам сети 110 кВ и выше, на которых выполняются рекомендуемые мероприятия по ограничению токов короткого замыкания: в районе ПС 500 кВ Липецкая, ПС 220 кВ Правобережная и ПС 220 кВ Новая.

ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь / ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь / АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино

Превышение ДДТН ряда элементов сети: ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь; ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь; АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино – выявлено в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в режиме зимних минимальных нагрузок при температуре плюс 5 °С на этапе 2022 года и составляет:

- ВЛ 220 кВ Борино – Новая I цепь (II цепь) 1188 А (139,5% от $I_{ДДТН}$, 118,8% от $I_{АДТН}$);

- ВЛ 220 кВ Северная – Новая I цепь 1181 А (119,3% от $I_{\text{ДДТН}}$, 119,3% от $I_{\text{АДТН}}$);
- ВЛ 220 кВ Северная – Новая II цепь 1162 А (117,4% от $I_{\text{ДДТН}}$, 117,4% от $I_{\text{АДТН}}$);
- АТ-1 ПС 500 кВ Борино 758 А (117,7% от $I_{\text{ДДТН}}$, 109,3% от $I_{\text{АДТН}}$);
- АТ-2 ПС 500 кВ Борино 760 А (118% от $I_{\text{ДДТН}}$, 109,6% от $I_{\text{АДТН}}$);
- ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья 1072 А (108,3% от $I_{\text{ДДТН}}$, 108,3% от $I_{\text{АДТН}}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 5°С для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь ДДТН – 852 А, АДТН – 1000 А;
- для ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь ДДТН – 990 А, АДТН – 990 А;
- для АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Борино (по стороне ВН) ДДТН – 644 А, АДТН – 693 А;
- для ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья ДДТН – 990 А, АДТН – 990 А.

В результате превышения $I_{\text{АДТН}}$ ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на 189 А действует 8 ступень АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на АРС Нововоронежской АЭС в объеме 1700 МВт, что приводит к устранению превышения АДТН.

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь устраняется загрузкой Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину. Указанные схемно-режимные мероприятия позволяют привести параметры режима в область допустимых значений.

АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино выявлено в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Борино при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5 °С на этапе 2022 года и составляет для АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино (по стороне ВН) 722 А (112,1% от $I_{\text{ДДТН}}$, 104,1% от $I_{\text{АДТН}}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 5 °С для АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино составляет (по стороне ВН) 644 А, АДТН – 693 А.

В рассматриваемой схемно-режимной ситуации по условию вывода в ремонт одного из АТ ПС 500 кВ Борино выводятся 2–8 ступени и вводится 9 ступень АОПО АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино (с действием на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино) и 10-12 ступени (с действием на отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино).

Превышение АДТН и ДДТН устраняется в результате действия 9 ступени АОПО АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь / ВЛ 220 кВ Северная – Новая I (II) цепь (двойная схема ремонта)

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь и ВЛ 220 кВ Северная – Новая I (II) цепь выявлено в двойной схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I) цепь и ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС и ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I цепь) при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино. По условию вывода в ремонт одной из цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая выводятся 2–8 ступени и вводится 9 ступень АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь с действием на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино. Превышение ДДТН выявлено в период летних нагрузок при температуре плюс 20 °С на этапе 2022 года и составляет:

- ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь 985 А (132% от $I_{ДДТН}$, 110,1% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Северная – Новая I (II) цепь 948 А (109,4% от $I_{ДДТН}$, 109,4% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 20°С для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь ДДТН – 746 А, АДТН – 894 А;
- для ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь ДДТН – 866 А, АДТН – 866 А.

В результате действия 9 ступени АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино возникает превышение ДДТН ряда элементов. В частности, токовая нагрузка следующих элементов составляет:

- ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь с отпайкой на ПС Южная 874 А (163,1% от $I_{ДДТН}$, 163,1% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная II цепь с отпайкой на ПС Южная 871 А (162,6% от $I_{ДДТН}$, 162,6% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I цепь, II цепь 608 А (113,5% от $I_{ДДТН}$, 113,5% от $I_{АДТН}$);

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 20°С для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь (II цепь) с отпайкой на ПС Южная ДДТН – 536 А, АДТН – 536 А;

- для ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I цепь, II цепь ДДТН – 536 А, АДТН – 536 А.

Для недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная рекомендуется в двойной схеме ремонта ВЛ 220 кВ Борино – Новая II (I) цепь и ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС) превентивно отключить ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная со стороны ПС 220 кВ Правобережная.

С учетом предлагаемого схемно-режимного мероприятия токовая загрузка в результате действия 9 ступени АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино составляет для:

- ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I цепь, II цепь 1053 А (196,4% от $I_{ДДТН}$, 196,4% от $I_{АДТН}$).

В результате действия рекомендуемой АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I (II) цепь на отключение ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I (II) цепь со стороны ПС 220 кВ Правобережная возникает превышение ДДТН ряда сетевых элементов. В частности, токовая загрузка следующих элементов составляет для:

- ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская (ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2) 743 А (157% от $I_{ДДТН}$, 157% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья 988 А (114% от $I_{ДДТН}$, 114% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 20°C для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская (ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2) ДДТН – 472 А, АДТН – 472 А;
- для ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья ДДТН – 866 А, АДТН – 866 А.

В результате действия АОПО ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская на отключение ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская со стороны ПС 110 кВ Компрессорная и 5 ступени АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья на АРС Нововоронежской АЭС в объеме 960 МВт ($I_{АДТН}$ ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья превышен на 122 А) превышение АДТН и ДДТН устраняются.

АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая выявлено в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино при аварийном отключении АТ-3 (АТ-1) ПС 500 кВ Липецкая. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С (ПЭВТ) на этапе 2027 года и

составляет для АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая (по стороне СН) 1418 А (123,9% от $I_{ддтн}$, АДТН не превышена).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 30 °С для АТ-1, АТ-3 ПС 500 кВ Липецкая составляет (по стороне СН) 1143 А, АДТН – 1508 А.

Согласно сведениям собственника оборудования, ДДТН и АДТН АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая при температуре окружающей среды плюс 30 °С составляет (по стороне СН):

- в период до 2022 (2026) года ДДТН для АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая 1445 А, АДТН – 1885 А.
- на этапе 2023 (2027) года истекает тридцатилетний срок эксплуатации АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая, в связи с чем ДДТН составит 1143 А, АДТН – 1508 А.

Превышение ДДТН устраняется включением выключателей 220 кВ СВ-13 и СВ-24 ПС 500 кВ Липецкая, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья

Дополнительно выполнена проверка токовой загрузки ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья при условии вывода ступеней АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья на АРС Нововоронежской АЭС и ввода ступеней на деление сети:

- в зимний период в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая при аварийном отключении АТ-2 ПС 500 кВ Липецкая;
- в летний период в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая и ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС при аварийном отключении АТ-2 ПС 500 кВ Липецкая.

Наибольшая загрузка ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья в зимний период с учетом указанной схемно-режимной ситуации выявлена в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 27 °С на этапе 2027 года и составляет 685 А (68,5% от $I_{ддтн}$).

Наибольшая загрузка ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья в летний период с учетом указанной схемно-режимной ситуации выявлена в период летних максимальных нагрузок (ПЭВТ) при температуре плюс 30 °С на этапе 2027 года и составляет 97 А (12,6% от $I_{ддтн}$).

Таким образом, в рассматриваемых схемно-режимных ситуациях превышения ДДТН и АДТН не выявлено.

4.9.6 Анализ баланса реактивной мощности (базовый вариант развития)

В работе произведен анализ баланса реактивной мощности энергосистемы Липецкой области, а также определена необходимость установки дополнительных

средств компенсации реактивной мощности. Источниками реактивной мощности ($Q_{\text{ГЕНЕР}}$) в электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Липецкой области являются генераторы электрических станций ($Q_{\text{Г}}$), а также зарядная мощность ЛЭП ($Q_{\text{З}}$). Потребление реактивной мощности ($Q_{\text{ПОТР}}$) складывается из потребления реактивной мощности в узлах нагрузки ($Q_{\text{НАГР}}$), потребления УШР ($Q_{\text{УШР}}$) а также из потерь реактивной мощности. Суммарные потери реактивной мощности ($\Delta Q_{\text{НАГР}}$) – это алгебраическая сумма потерь мощности в сопротивлениях и проводимостях воздушных и кабельных ЛЭП ($\Delta Q_{\text{ЛЭП}}$), трансформаторах ($\Delta Q_{\text{ТР}}$). В балансе реактивной мощности также учтен внешний переток реактивной мощности ($Q_{\text{ВНЕШ}}$). Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности имеет вид:

$$Q_{\text{ГЕНЕР}} = Q_{\text{ПОТР}} + Q_{\text{ВНЕШ}},$$

$$Q_{\text{ПОТР}} = Q_{\text{НАГР}} + Q_{\text{УШР}} + \Delta Q_{\text{НАГР}},$$

где $Q_{\text{ГЕНЕР}} = Q_{\text{Г}} + Q_{\text{З}}$, $\Delta Q_{\text{НАГР}} = \Delta Q_{\text{ЛЭП}} + \Delta Q_{\text{ТР}}$.

Основными источниками реактивной мощности в энергосистеме Липецкой области являются Липецкая ТЭЦ-2, ТЭЦ НЛМК, УТЭЦ.

На территории энергосистемы Липецкой области располагаются шунтирующие реакторы (ШР), информация о номинальной и располагаемой реактивной мощности ШР приведены в таблице 62.

Таблица 62 – Номинальная и располагаемая реактивная мощность ШР энергосистемы Липецкой области

Объект электро-энергетики	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, $U_{\text{НОМ}}$	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени, Мвар
ПС 500 кВ Липецкая	Р 500 кВ	3×РОДЦ-60000/500	3 сек 500 кВ	1	180
ПС 500 кВ Борино	Р-1	3×РОМБСМ-60000/500	1 СШ 500 кВ	1	180
	Р-2	1×РОДБС-60000/500 (ф. «А»)	2 СШ 500 кВ	1	180
2×РОДЦ-60000/500 (ф. «В», ф. «С»)					
ПС 500 кВ Елецкая	Р-1-500	3×РОМ-60000/500-У1	2 СШ 500 кВ (нормально); 1 СШ 500 кВ	1	180

Результаты расчета баланса реактивной мощности для периода зимних максимальных, зимних минимальных, а также летних максимальных и летних минимальных нагрузок на весь рассматриваемый период для энергосистемы Липецкой области представлены в таблице 63. Расчет баланса реактивной мощности показал, что с учетом нормального состояния шунтирующих реакторов 500 кВ и характерным составом генерирующего оборудования электростанций

Липецкой области в зимних режимах на всем рассматриваемом периоде характерно потребление реактивной мощности из внешней сети 110 кВ и выше. В летних режимах на всем рассматриваемом периоде в нормальной схеме электрической сети энергосистема Липецкой области характеризуется избытком реактивной мощности, компенсируемым за счет перетоков из прилегающих энергосистем. Результаты расчетов электрических режимов не выявили необходимости дополнительных мер по компенсации реактивной мощности в энергосистеме Липецкой области.

Таблица 63 – Баланс реактивной мощности энергосистемы Липецкой области на период до 2027 года, Мвар

Год	Режим	Потребление						Генерация			Выдача во внешнюю сеть 110 кВ и выше
		Реактивная нагрузка потребителей	Потери в сети ЛЭП 35 кВ и выше	Потери в Т и АТ	Шунтирующие реакторы	Итого:	Генерация в сети 110 кВ	Генерация (от генерирующего оборудования)	Итого		
2022	Зимний максимум при температуре -27°C	730	637	267	646	2279	314	1549	1863	-416	
2023		755	643	306	645	2349	336	1554	1890	-459	
2024		773	646	314	644	2376	352	1552	1904	-472	
2025		785	649	321	644	2398	366	1551	1917	-482	
2026		784	649	320	644	2397	364	1551	1916	-481	
2027		785	649	320	644	2398	365	1551	1917	-481	
2022		Зимний минимум при температуре -27°C	681	602	221	653	2156	274	1561	1836	-321
2023	706		610	263	651	2230	294	1565	1859	-371	
2024	723		612	268	651	2253	307	1565	1872	-382	
2025	735		613	273	650	2271	320	1564	1884	-387	
2026	734		612	272	650	2269	318	1564	1883	-386	
2027	735		612	273	650	2270	319	1564	1883	-387	
2022	Зимний максимум при температуре +5°C		672	619	233	649	2173	251	1555	1805	-368
2023		694	632	277	648	2251	275	1558	1833	-418	
2024		711	636	283	647	2277	286	1558	1844	-432	
2025		722	637	288	647	2295	297	1557	1854	-440	
2026		722	637	288	647	2293	296	1557	1854	-439	
2027		722	637	288	647	2294	297	1557	1854	-440	
2022		Зимний минимум при температуре +5°C	625	593	197	655	2070	214	1565	1779	-291
2023	648		610	244	653	2154	238	1570	1807	-347	
2024	663		609	248	653	2173	249	1569	1818	-355	
2025	674		610	251	652	2188	260	1568	1828	-360	
2026	674		609	251	652	2186	259	1568	1827	-359	

Год	Режим	Потребление						Генерация			Выдача во
		674	610	251	652	2187	260	1568	1828	-360	
2022	Летний максимум при температуре +30°C	560	173	189	659	1582	87	1565	1653	71	
2023		583	173	226	659	1640	122	1574	1696	56	
2024		597	174	229	659	1659	131	1573	1705	46	
2025		607	175	233	659	1673	140	1572	1713	39	
2026		606	175	233	659	1672	140	1572	1712	40	
2027		606	175	233	659	1673	140	1572	1712	40	
2022	Летний максимум при температуре +20°C	544	174	185	660	1564	84	1567	1651	87	
2023		566	171	220	660	1616	107	1576	1683	66	
2024		579	172	223	660	1634	116	1575	1691	57	
2025		589	173	227	659	1647	125	1574	1698	51	
2026		588	173	226	659	1646	124	1574	1698	51	
2027		588	173	227	659	1647	124	1574	1698	51	
2022	Летний минимум при температуре +20°C	463	93	144	675	1375	51	1594	1644	270	
2023		478	83	191	675	1427	62	1601	1663	237	
2024		489	85	193	674	1441	67	1600	1667	226	
2025		498	86	194	674	1452	72	1600	1672	220	
2026		497	86	194	674	1451	71	1600	1671	220	
2027		497	86	194	674	1451	72	1600	1671	220	

4.9.7 Уточнение перечня энергорайонов (элементов сети) с высоким риском выхода параметров режима за область допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше

Уточнение перечня энергорайонов (элементов сети) с высоким риском выхода параметров режима за область допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше не требуется.

Корректировка сроков ввода электросетевых объектов 220 кВ и выше относительно СиПР ЕЭС 2022–2028 гг. не требуется.

4.9.8 Расчет электроэнергетических режимов работы электрической сети с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Липецкой области (региональный вариант развития)

Целью проведения расчетов по региональному варианту развития является проверка достаточности мероприятий, приведенных в базовом варианте, при учете опережающего развития электрических сетей в соответствии с планами развития региона, особых экономических зон, генерирующих компаний и др.

Расчетные величины потребления мощности по региональному варианту развития в энергосистеме Липецкой области на 2022–2027 годы, определенные в соответствии с абзацем 2 пункта 5.5 ГОСТ Р 58670–2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчёты электроэнергетических режимов и определение технических решений при перспективном развитии энергосистем. Нормы и требования» представлены в таблице 64.

Таблица 64 – Расчетные величины потребления мощности в энергосистеме Липецкой области на 2022–2027 годы (региональный вариант развития)

Наименование показателя	t, °C	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год
Зимний максимум (СиПР)	-15,8	2145	2228	2340	2400	2409	2411
Зимний максимум	-27	2205	2291	2406	2468	2476	2479
Зимний минимум		1905	1979	2078	2131	2139	2141
Зимний максимум	5	2013	2091	2195	2252	2260	2262
Зимний минимум		1739	1806	1896	1945	1952	1954
Летний максимум (ПЭВТ)	30	1576	1637	1719	1763	1770	1771
Летний максимум	20	1525	1584	1664	1707	1713	1714
Летний минимум		1258	1306	1372	1407	1412	1414

Анализ результатов расчетов электрических режимов при единичных отключениях в нормальной, а также в основных ремонтных схемах показал, что уровни напряжения на шинах 35 кВ и выше станций и подстанций энергосистемы Липецкой области во всем рассматриваемом периоде находятся в пределах

значений, допустимых для оборудования и обеспечивающих нормативные запасы устойчивости.

В нормальной схеме электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области, а также при нормативных возмущениях из нормальной схемы сети за рассматриваемый период превышения ДДТН ЛЭП и трансформаторного оборудования не выявлено.

Превышения ДДТН электросетевых элементов относительно уровня токовой загрузки в базовом варианте развития, вызванные ростом потребления энергосистемы Липецкой области в рамках регионального варианта развития при нормативных возмущениях в основных ремонтных схемах сети электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Липецкой области приведены ниже.

ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь; ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь; АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино

Превышение ДДТН ряда элементов сети: ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь; ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь; АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино – выявлено в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в режиме зимних минимальных нагрузок при температуре плюс 5 °С на этапе 2022 года и составляет:

- ВЛ 220 кВ Борино – Новая I цепь 1192 А (139,9% от $I_{ДДТН}$, 119,2% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Борино – Новая II цепь 1193 А (140,1% от $I_{ДДТН}$, 119,3% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Северная – Новая I цепь 1184 А (119,6% от $I_{ДДТН}$, 119,6% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Северная – Новая II цепь 1165 А (117,7% от $I_{ДДТН}$, 117,7% от $I_{АДТН}$);
- АТ-1 ПС 500 кВ Борино 762 А (118,3% от $I_{ДДТН}$, 109,9% от $I_{АДТН}$);
- АТ-2 ПС 500 кВ Борино 747 А (118,6% от $I_{ДДТН}$, 110,2% от $I_{АДТН}$);
- ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья 1074 А (108,5% от $I_{ДДТН}$, 108,5% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды плюс 5°С для указанных элементов сети составляет:

- для ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь ДДТН – 852 А, АДТН – 1000 А;
- для ВЛ 220 кВ Северная – Новая I, II цепь ДДТН – 990 А, АДТН – 990 А;
- для АТ-1 и АТ-2 ПС 500 кВ Борино (по стороне ВН) ДДТН – 644 А, АДТН – 693 А;
- для ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья ДДТН – 990 А, АДТН – 990 А.

В результате превышения $I_{АДТН}$ ВЛ 220 кВ Борино – Новая II цепь на 193 А действует 8 ступень АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на АРС Нововоронежской АЭС в объеме 1700 МВт, что приводит к устранению превышения АДТН.

Превышение ДДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь устраняется загрузкой Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину. Указанные схемно-режимные мероприятия позволяют привести параметры режима в область допустимых значений.

АТ-1 (АТ-2 / АТ-3) ПС 220 кВ Елецкая

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-2 / АТ-3) ПС 220 кВ Елецкая выявлено в схеме ремонта АТ-3 (АТ-1 / АТ-2) ПС 220 кВ Елецкая при аварийном отключении АТ-2 (АТ-3 / АТ-1) ПС 220 кВ Елецкая. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 27 °С на этапе 2027 года и составляет (по стороне ВН) для:

- АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая 521 А (144,3% от $I_{ДДТН}$, 123,7% от $I_{АДТН}$);
- АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая 459 А (121,7% от $I_{ДДТН}$, 104,3% от $I_{АДТН}$);
- АТ-3 ПС 220 кВ Елецкая 522 А (144,4% от $I_{ДДТН}$, 123,8% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН и АДТН при температуре окружающей среды минус 27 °С для указанных элементов сети составляет (по стороне ВН):

- для АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая ДДТН – 361 А, АДТН – 421 А;
- для АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая ДДТН – 376 А, АДТН – 439 А;
- для АТ-3 ПС 220 кВ Елецкая ДДТН – 361 А, АДТН – 421 А.

Для недопущения превышения АДТН вышеуказанных элементов рекомендуется в ремонтной схеме одного из трансформаторов ПС 220 кВ Елецкая обеспечить выполнение следующих схемно-режимных мероприятий:

- отключение ВЛ 220 кВ Елецкая – Маяк;
- отключение ВЛ 220 кВ Елецкая – Тербуны с отпайкой на Ливны со стороны ПС 220 кВ Елецкая;
- отключение ВЛ 220 кВ Борино – Елецкая 220 №1 (2);
- включение отключенного АТ на ПС 220 кВ Правобережная;
- изменение положения анцапфы РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 ПС 220 кВ Правобережная (перевод в первое положение с $K_T = 0,589$) (превышение АДТН устраняется).

В целях недопущения превышения АДТН участка Тербуны 220 – отпайка на Тербуны 110 ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками в послеаварийной схеме и снижения токовой загрузки АТ-1 (АТ-2 / АТ-3) ПС 220 кВ Елецкая ниже ДДТН необходимо выполнить следующие схемно-режимные мероприятия:

- включение выключателя 35 кВ Т-2 на ПС 110 кВ Тербуны и отключение ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками со стороны ПС 110 кВ Тербуны;

– включение секционного выключателя 35 кВ на ПС 110 кВ Долгоруково и отключение ВЛ 110 кВ Елецкая –Тербуны с отпайками со стороны ПС 110 кВ Долгоруково;

– перевод нагрузки по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Россия путем отключения выключателя 35 кВ Т-2 ПС 110 кВ Становое и включения ВЛ 35 кВ Дубрава;

– перевод нагрузки по сети 35 кВ на ПС 110 кВ Россия путем отключения выключателя ВЛ 35 кВ Восточная Левая и включения ВЛ 35 кВ Дрезгалово-2.

С учетом предложенных схемно-режимных мероприятий в схеме ремонта АТ-3 (АТ-1 / АТ-2) ПС 220 кВ Елецкая при аварийном отключении АТ-2 (АТ-3 / АТ-1) ПС 220 кВ Елецкая параметры режима находятся в области допустимых значений.

АТ-1 ПС 220 кВ Сокол

Превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ Сокол выявлено в схеме ремонта АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Metallургическая при аварийном отключении АТ-2 (АТ-1) Metallургическая. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С (ПЭВТ) на этапе 2022 года и составляет для АТ-1 ПС 220 кВ Сокол (по стороне ВН) 385 А (117,4% от $I_{ддтн}$, АДТН не превышена).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 30 °С для АТ-1 ПС 220 кВ Сокол составляет (по стороне ВН) 285 А, АДТН – 376 А.

Превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ Сокол устраняется загрузкой Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино выявлено в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Борино при аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5 °С на этапе 2022 года и составляет для АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино (по стороне ВН) 723 А (112,2% от $I_{ддтн}$, 104,2% от $I_{адтн}$).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 5 °С для АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино составляет (по стороне ВН) 644 А, АДТН – 693 А.

В рассматриваемой схемно-режимной ситуации по условию вывода в ремонт одного из АТ ПС 500 кВ Борино выводятся 2–8 ступени и вводится 9 ступень АОПО АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино (с действием на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино) и 10-12 ступени (с действием на отключение АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино).

Превышение АДТН и ДДТН устраняется в результате действия 9 ступени АОПО АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино на отключение двух цепей ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Дон

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Дон выявлено в схеме ремонта АТ-2 (АТ-1) ПС 220 кВ Дон при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская (ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2). Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 27 °С на этапе 2027 года и составляет (по стороне ВН) для АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Дон 425 А (112,8% от $I_{ДДТН}$, АДТН не превышена).

Согласно сведениям собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды минус 27 °С составляет:

– в период до 2024 года для АТ-1 ПС 220 кВ Дон 392 А (обмотка ВН АТ-1, АТ-2), АДТН – 502 А. На этапе 2025 года истекает тридцатилетний срок эксплуатации АТ-1 ПС 220 кВ Дон, в связи с чем ДДТН составит 376 А, АДТН – 439 А;

– для АТ-2 ПС 220 кВ Дон (по стороне ВН) ДДТН – 376 А, АДТН – 439 А.

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Дон устраняется обеспечением:

- изменения положения анцапфы РПН АТ-1 (АТ-2) ПС 220 кВ Дон (перевод в тринадцатое положение с $K_T = 0,463$);
- отключения ВЛ 220 кВ Дон – Чириково.

Также для поддержания напряжения в распределительной сети 35 кВ и выше рекомендуется выполнить отключение реакторов на ПС 500 кВ Борино и ПС 500 кВ Елецкая. Указанные схемно-режимные мероприятия позволяют привести параметры режима в область допустимых значений.

ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками

Превышение ДДТН ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Елецкая – Тербуны при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Елецкая 220 – Ливны с отпайкой на ПС Тербуны. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период зимних максимальных нагрузок при температуре минус 27 °С на этапе 2027 года и составляет для ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками (участок Тербуны 220 – отпайка на Тербуны 110) 431 А (101,2% от $I_{ДДТН}$, 101,2% от $I_{АДТН}$).

Согласно данным собственника оборудования, при температуре окружающей среды минус 27 °С ДДТН для рассматриваемого участка ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками составляет 426 А, АДТН – 426 А.

Для недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками (участок Тербуны 220 – отпайка на Тербуны 110) рекомендуется в ремонтной схеме обеспечить изменение положения анцапфы РПН АТ-1, АТ-3 ПС

220 кВ Елецкая (перевод в одиннадцатое положение с $K_T = 0,547$), что позволит поднять уровень напряжения в прилегающей сети и снизить токовую загрузку элементов.

С учетом предложенных схемно-режимных мероприятий в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Елецкая – Тербуны при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Елецкая 220 – Ливны с отпайкой на ПС Тербуны параметры режима находятся в области допустимых значений.

АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая

Превышение ДДТН АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая выявлено в схеме ремонта ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино при аварийном отключении АТ-3 (АТ-1) ПС 500 кВ Липецкая. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в период летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30 °С (ПЭВТ) на этапе 2026 года и составляет для АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая (по стороне СН) 1456 А (127,3% от $I_{ДДТН}$, АДТН не превышена).

Согласно данным собственника оборудования, ДДТН при температуре окружающей среды плюс 30 °С для АТ-1, АТ-3 ПС 500 кВ Липецкая составляет (по стороне СН) 1143 А, АДТН – 1508 А.

Согласно сведениям собственника оборудования, ДДТН и АДТН АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая при температуре окружающей среды плюс 30 °С составляет (по стороне СН):

- в период до 2022 (2026) года ДДТН для АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая 1445 А, АДТН – 1885 А.
- на этапе 2023 (2027) года истекает тридцатилетний срок эксплуатации АТ-1 (АТ-3) ПС 500 кВ Липецкая, в связи с чем ДДТН составит 1143 А, АДТН – 1508 А.

Превышение ДДТН устраняется включением выключателей 220 кВ СВ-13 и СВ-24 ПС 500 кВ Липецкая, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья

Дополнительно выполнена проверка токовой загрузки ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья при условии вывода ступеней АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья на АРС Нововоронежской АЭС и ввода ступеней на деление сети:

- в зимний период в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая при аварийном отключении АТ-2 ПС 500 кВ Липецкая;
- в летний период в схеме двойного ремонта ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая и ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС при аварийном отключении АТ-2 ПС 500 кВ Липецкая.

Наибольшая загрузка ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья в зимний период с учетом указанной схемно-режимной ситуации выявлена в период зимних

максимальных нагрузок при температуре минус 27 °С на этапе 2027 года и составляет 702 А (70,2% от $I_{\text{ДДТН}}$).

Наибольшая нагрузка ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья в летний период с учетом указанной схемно-режимной ситуации выявлена в период летних максимальных нагрузок (ПЭВТ) при температуре плюс 30 °С на этапе 2027 года и составляет 108 А (13,9% от $I_{\text{ДДТН}}$).

Таким образом, в рассматриваемых схемно-режимных ситуациях превышения ДДТН и АДТН не выявлено.

4.9.9 Анализ перспективной загрузки центров питания 35 кВ и выше (региональный вариант развития)

В рамках регионального варианта развития проведен анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования с учетом реализации перспективных проектов на основании полученных данных от АО «ОЭЗ ППТ «Липецк», Управления сельского хозяйства Липецкой области, а также поданных в установленном порядке в сетевые организации заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям потребителей электрической энергии.

Перечень крупных перспективных инвестиционных проектов (мощностью 670 кВт и более) с привязкой к центрам питания представлен в таблице 65.

Таблица 65 – Планируемые крупные инвестиционные проекты на территории Липецкой области по региональному варианту развития максимальной мощностью 670 кВт и более

№ п/п	Наименование предприятия	Заявляемая мощность, МВт	Класс требуемого напряжения, кВ	Категория надежности	Центр питания	Этапность присоединения мощности, МВт						Источник информации
						2022	2023	2024	2025	2026	2027	
1	ООО "Агробитхолд" (2-й этап)	3	10	3	ПС 110 кВ Тербунский гончар	1		1	1			ОЭЗ РУ "Тербуны"
2	ООО "Агробитхолд" (3-й этап)	3	10	3	ПС 110 кВ Тербунский гончар					2	1	ОЭЗ РУ "Тербуны"
3	ООО "Аврора" строительство элеватора и терминала погрузки	2,5	10	3	ПС 110 кВ Тербунский гончар			0,2	2			ОЭЗ РУ "Тербуны"
4	ООО "Черноземье" переработка масличных культур, строительство элеватора (2-й этап)	12	10	2	ПС 110 кВ Тербунский гончар	5	7					ОЭЗ РУ "Тербуны"
5	ООО "Черноземье" переработка масличных культур (3-й этап)	10	10	2	ПС 110 кВ Тербунский гончар			2	4	4		ОЭЗ РУ "Тербуны"
6	Компания по переработке шрота	1,5	10	3	ПС 110 кВ Тербунский гончар		1,5					ОЭЗ РУ "Тербуны"
7	ЗАО "Рафарма"	3	10	2	ПС 110 кВ Тербунский гончар		1,5	1,5				ОЭЗ РУ "Тербуны"
8	ООО "АнгелИстРус" производство дрожжей 2-я очередь	5	10	3	ПС 110 кВ Химическая							ОЭЗ РУ "Данков"
9	ООО "ИстАгроДон" переработка топиамбура 1-й этап	3	6	2	ПС 35 кВ ОЭЗ Данков (новая)	3 ¹⁷						ОЭЗ РУ "Данков"
10	ООО "ИстАгроДон" переработка топиамбура 2-й этап	1,5	6 (10)	2	ПС 35 кВ ОЭЗ Данков (новая)		1,5					ОЭЗ РУ "Данков"

¹⁷ В связи с отсутствием возможности подключения потребителей к классу напряжений 6 кВ в указанном районе на этапе 2022 года и необходимостью строительства нового центра питания присоединение мощности рассматривается на этапе 2023 года.

№ п/п	Наименование предприятия	Заявляемая мощность, МВт	Класс требуемого напряжения, кВ	Категория надежности	Центр питания	Этапность присоединения мощности, МВт						Источник информации
						2022	2023	2024	2025	2026	2027	
11	ООО "Хавле индустриверк" производство запорной арматуры 2-й этап	3	10	3	ПС 110 кВ Чаплыгин				3			ОЭЗ РУ "Чаплыгинская"
12	ООО "Полиферт" производство азотных удобрений в Липецке (р-н ДСК)	1,5	10	3	ПС 110 кВ Чаплыгин	0,6	0,9					ОЭЗ РУ "Чаплыгинская"
13	ООО "Полифер" производство калийных удобрений (ОЭЗ РУ "Чаплыгинская")	1,8	10	3	ПС 110 кВ Чаплыгин			1,8				ОЭЗ РУ "Чаплыгинская"
14	ООО "Хорш" ООО "Ропа" сборка и сервисное обслуживание сельхозтехники	1,2	10	3	ПС 110 кВ Чаплыгин	0,7	0,5					ОЭЗ РУ "Чаплыгинская"
15	ООО "Черкизово-масла" строительство маслоэкстракционного завода	10	10	2	ПС 220 кВ Елецкая / МПС 110 кВ Елецпром	5,2	4,8					ОЭЗ РУ "Елецпром"
16	Компания по строительству логистического центра	2,5	10	3	МПС 110 кВ Елецпром	0,2	2,3					ОЭЗ РУ "Елецпром"
17	ООО "Глобальные Семенные Технологии" производство посадочного материала	2	10	3	ПС 110 кВ Хлевное	1	1					ОЭЗ РУ "Хлевное"
18	ООО "АгроАльянс.Липецк"	4	10	3	ПС 110 кВ Хлевное		2		2			ОЭЗ РУ "Хлевное"
19	Российские железные дороги ОАО	3,8	110	2	ПС 110 кВ Елец-тяговая	3,8						ПАО "Россети Центр"
20	Агроном-сад ООО	1,1	10	3	ПС 35 кВ Агроном	1,1						ПАО "Россети Центр"
21	Управление строительства города Липецка	10	10	2	ПС 110 кВ Юго-Западная				10			ПАО "Россети Центр"
22	ИП Тучков Павел Владимирович	4,5	10	2	ПС 220 кВ Правобережная				4,5			ПАО "Россети Центр"
23	НП ИЗМАЛКОВСКИЙ ЭЛЕВАТОР АО работников	1	10	3	ПС 110 кВ Измалково				1			ПАО "Россети Центр"

№ п/п	Наименование предприятия	Заявляемая мощность, МВт	Класс требуемого напряжения, кВ	Категория надежности	Центр питания	Этапность присоединения мощности, МВт						Источник информации
						2022	2023	2024	2025	2026	2027	
24	ИП Глава К(Ф)Х Баскаков Никита Сергеевич	0,67	0,4	3	ПС 110 кВ Аксай			0,67				ПАО "Россети Центр"
25	ООО «Хэш Мейкер» Строительство ЦОДа	40	10	3	ПС 220 кВ Казинка	5	5	10	10	10		АО "ОЭЗ ППТ Липецк"
26	ООО "ММК Новотранс" Строительство завода по производству цельнокатаных железнодорожных колес	51,1	110	2	ПС 220 кВ Казинка			51,1				АО "ОЭЗ ППТ Липецк"
27	ООО "Русские протеины Липецк"	2,5	н/д	н/д	ПС 220 кВ Дон	2,5						ПАО "ФСК ЕЭС"
28	ООО "Юлиан+" Птичник в с. Порой	1,83	н/д	н/д	ПС 35 кВ Большие Избищи		0,63	1,2				"Управление сельского хозяйства Липецкой области"
29	АО "Куриное царство" Строительство птицекомплекса	28	10-35	н/д	ПС 110 кВ Птицекомплекс (новая)		14	6	8			"Управление сельского хозяйства Липецкой области"
30	СПССПК "Кузминки-молоко" «Строительство сырного завода производительною 20 т/сутки по адресу: Липецкая область, Липецкий р-он, Кузьмино-Отвержский с/с"	1,2	6	н/д	ПС 35 кВ Птицефабрика		1,2					"Управление сельского хозяйства Липецкой области"
31	ООО "Елецкий мясокомбинат"	3	6	н/д	ПС 35 кВ Восточная		1,5	1	0,5			"Управление сельского хозяйства Липецкой области"
32	ООО "Анева" "Строительство завода по глубокой переработке сельскохозяйственной продукции (горох)	12,5	10	н/д	ПС 220 кВ Елецкая		1	11,5				"Управление сельского хозяйства Липецкой области"
33	ООО "Черкизово - свиноводство" Строительство площадок "доращивание-откорм"	2,4	10-35	н/д	ПС 110 кВ Тербуны		1,8	0,6				"Управление сельского хозяйства Липецкой области"

№ п/п	Наименование предприятия	Заявляемая мощность, МВт	Класс требуемого напряжения, кВ	Категория надежности	Центр питания	Этапность присоединения мощности, МВт						Источник информации
						2022	2023	2024	2025	2026	2027	
34	ООО "Черкизово - свиноводство" Строительство площадок "доращивание-откорм"	1,8	н/д	н/д	ПС 110 кВ Тербуны	1,8						"Управление сельского хозяйства Липецкой области"
35	ИП Ульянич Д.В.	1	10	н/д	ПС 110 кВ Усмань	1						"Управление сельского хозяйства Липецкой области"
36	ООО "АГРО АЛЬЯНС ЛИПЕЦК" Строительство тепличного комплекса 33,13 га	1,2	н/д	н/д	ПС 110 кВ Хлевное	1,2						"Управление сельского хозяйства Липецкой области"

Данные о перспективной нагрузке ЦП 35–110 кВ, на которых возможно превышение ДДН вследствие увеличения нагрузки по региональному варианту развития, представлены в таблице 66. Цветом выделены значения нагрузок ЦП, превышающие ДДН трансформаторного оборудования этого ЦП.

Таблица 66 – Анализ перспективной нагрузки ЦП 35–110 кВ по региональному варианту развития

Наименование центра питания	Наименование Т		Номинальная мощность		Класс напряжения	Тод ввода Т в эксплуатацию		Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		ДДН ЦП в режиме N-1, МВА	Нагрузка, переводимая на другие ЦП		Заявляемая мощность по ТУ на ТП		Заявляемая мощность по ТУ на ТП и региональным, МВА		Перспективная нагрузка с ЦП + ТУ на ТП + региональный прогноз, МВА		Перспективная нагрузка ЦП с учетом СРМ (РП), МВА	
	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ	лето	зима		лето	зима			лето	зима		лето	зима	лето	зима	лето	зима				
Наименование центра питания	Т	Т	лето	зима	Т	лето	зима	Т	ИТС	лето	зима	ДДН ЦП в режиме N-1, МВА	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима
	S _{ном} , МВА	U _{ном} , кВ	лето	зима		лето	зима			лето	зима		лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима

Наименование центра питания	Наименование Т		Номинальная мощность S _{ном} , МВА	Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Марка Т	ИТС	Максимум нагрузки за 3 года, МВА		Длн ЦП в режиме N-1, МВА		Нагрузка, переводимая на другие ЦП	Заявляемая мощность по ТУ на ТП	Заявляемая мощность по ТУ на ТП и региональным, МВА	Перспективная нагрузка с ЦП + ТУ на ТП + региональный прогноз, МВА		ЦП с учетом СРМ (РП), МВА		
	Т-1	Т-2		U _{ном} , кВ	лето				зима	лето	зима	лето				зима	лето	зима		
ПС 110 кВ Тербунский гончар	Т-1	Т-2	25	115/10,5	2008	ТДН	94		6,26	9,22	29,79	31,25	0	10,22	40,40	46,66	49,62	46,66	49,62	
	Т-2		25	115/10,5	2013	ТДН	90		10,23	10,95	9,81	11,72	1	0,20	1,48	11,71	12,44	10,71	11,44	
ПС 110 кВ Тербуны	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	1980	ТДН	94		8,18	16,64	15,70	18,08	4,2	3,02	9,34	17,53	25,99	13,33	21,79	
	Т-2		10	115/38,5/11	1972	ТДН	93		11,10	14,69	15,76	18,75	1,8	0,34	7,30	18,40	21,99	16,60	20,19	
ПС 110 кВ Химическая	Т-1	Т-2	16	115/38,5/11	1986	ТДН	90													
	Т-2		16	115/38,5/11	1986	ТДН	81													
ПС 110 кВ Хлевное	Т-1	Т-2	16	115/38,5/11	1981	ТДН	81													
	Т-2		16	115/38,5/11	1984	ТДН	90													

Анализ перспективной загрузки трансформаторного оборудования рассматриваемых центров питания в рамках регионального варианта развития показал, что при единичном отключении (аварийном отключении или выводе в ремонт) наиболее мощного трансформатора нагрузка оставшегося в работе трансформатора на ряде центров питания ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго», в том числе центров питания с учетом замены трансформаторов в рамках базового прогноза, превышает ДДТН, а именно:

Липецкий участок:

- ПС 110/35/10 кВ Хлевное;

Елецкий участок:

- ПС 110/10 кВ Тербунский гончар;
- ПС 110/35/10 кВ Тербуны;

Лебединский участок:

- ПС 110/35/10 кВ Химическая.

Для перечисленных центров питания требуется разработка мероприятий по разгрузке трансформаторного оборудования. При анализе загрузки центров питания учитываются рассматриваются схемно-режимные мероприятия:

- использование резервов по генерации активной и реактивной мощности электростанций;
- перефиксация присоединений в ремонтных схемах сети;
- перевод нагрузок на другие центры питания;
- увеличение трансформаторной мощности центра питания.

ПС 110/35/10 кВ Хлевное

На ПС 110 кВ Хлевное установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТДТН	1981	81	16	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	18,75
					Летний период (21,7°C)	
					98,47	15,76
Т-2	ТДТН	1984	90	16	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	18,75
					Летний период (21,7°C)	
					98,47	15,76

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 14,69 МВА (16.12.2020 – выявлена в 18:00), в летний период – 11,1 МВА (19.06.2019 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Хлевное в послеаварийном режиме возможен перевод до 1,8 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Гороховская.

В рамках реализации ТУ на ТП в базовом прогнозе (2,3 МВт – 0,34 МВА с учетом коэффициента реализации) и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 110 кВ Хлевное планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 12,27 МВт (7,3 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Хлевное может составить 21,99 МВА в зимний период и 18,4 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Хлевное перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 137,5% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 115% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Хлевное может быть снижена в зимний период до 126,2% от $S_{ном}$ (20,19 МВА), что превышает $S_{ддн}$, и в летний период до 103,8% от $S_{ном}$ (16,6 МВА), что превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Хлевное на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×25 МВА обеспечивается допустимый уровень перспективной нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 88% от $S_{ном}$, в режиме летних нагрузок составляет 73,6% от $S_{ном}$.

ПС 110/10 кВ Тербунский гончар

На ПС 110 кВ Тербунский гончар установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТДН	2008	94	25	Зимний период (-2,2°C)	
					125	31,25
					Летний период (21,7°C)	
					119,15	29,79
Т-2	ТДН	2013	90	25	Зимний период (-2,2°C)	
					125	31,25
					Летний период (21,7°C)	
					119,15	29,79

По состоянию на 2022 год и на период до 2027 года срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет менее 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 9,22 МВА (15.12.2021 – выявлена в 09:00), в летний период – 6,26 МВА (19.06.2019 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Тербунский гончар в послеаварийном режиме возможность перевода нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В рамках реализации ТУ на ТП в базовом прогнозе (10,3 МВт – 10,22 МВА с учетом коэффициента реализации) и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 110 кВ Тербунский гончар планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 45,43 МВт (40,4 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Тербунский гончар может составить 49,62 МВА в зимний период и 46,66 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Тербунский гончар перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 198,5% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 186,6% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Тербунский гончар на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×25 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×40 МВА не обеспечивается допустимый уровень перспективной нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 124,1% от $S_{ном}$, в режиме летних нагрузок составляет 116,6% от $S_{ном}$.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×25 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×63 МВА обеспечивается допустимый уровень перспективной нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 78,8% от $S_{ном}$, в режиме летних нагрузок составляет 74,1% от $S_{ном}$.

ПС 110/35/10 кВ Тербуны

На ПС 110 кВ Тербуны установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТДТН	1980	94	10	Зимний период (-4,4°C)	
					117,2	11,72
					Летний период (22,1°C)	

					98,11	9,81
Т-2	ТДТН	1972	93	10	Зимний период (-4,4°С)	
					117,2	11,72
					Летний период (22,1°С)	
					98,11	9,81

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 10,95 МВА (16.12.2020 – выявлена в 20:00), в летний период – 10,23 МВА (17.06.2020 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Тербуны в послеаварийном режиме возможен перевод до 1 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Набережное (0,6 МВА) и на ПС 110 кВ Волово (0,4 МВА).

В рамках реализации ТУ на ТП в базовом прогнозе (1,22 МВт – 0,2 МВА с учетом коэффициента реализации) и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 110 кВ Тербуны планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 3,68 МВт (1,48 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Тербуны может составить 12,44 МВА в зимний период и 11,71 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Тербуны перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 124,4% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 117,1% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Тербуны может быть снижена в зимний период ниже $S_{ддн}$ до 114,4% от $S_{ном}$ (11,44 МВА) и в летний период до 107,1% от $S_{ном}$ (10,71 МВА), что превышает $S_{ддн}$. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Тербуны на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×16 МВА обеспечивается допустимый уровень перспективной нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 77,7% от $S_{ном}$, в режиме летних нагрузок составляет 73,2% от $S_{ном}$.

ПС 110/35/10 кВ Химическая

На ПС 110 кВ Химическая установлено два силовых трансформатора.

Наименование Т	Марка Т	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$, МВА	$K_{пер}$, %	$S_{ддн}$, МВА
Т-1	ТДТН	1986	90	16	Зимний период (2,9°C)	
					112,97	18,08
					Летний период (22,1°C)	
					98,11	15,7
Т-2	ТДТН	1986	81	16	Зимний период (2,9°C)	
					112,97	18,08
					Летний период (22,1°C)	
					98,11	15,7

По состоянию на 2022 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет более 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 16,64 МВА (18.12.2019 – выявлена в 12:00), в летний период – 8,18 МВА (17.06.2020 – выявлена в 15:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Химическая в послеаварийном режиме возможен перевод до 4,2 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Лебедянь (2,3 МВА) и на ПС 110 кВ Березовка (1,9 МВА).

В рамках реализации ТУ на ТП в базовом прогнозе (6,65 МВт – 3,02 МВА с учетом коэффициента реализации) и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 110 кВ Химическая планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 16,42 МВт (9,34 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Химическая может составить 25,99 МВА в зимний период и 17,53 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Химическая перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 162,4% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$, в режиме летних нагрузок составляет 109,5% от $S_{ном}$ и превышает $S_{ддн}$.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Химическая может быть снижена в зимний период до 136,2% от $S_{ном}$ (21,79 МВА), что превышает $S_{ддн}$, и в летний период ниже $S_{ддн}$ до 83,3% от $S_{ном}$ (13,33 МВА) соответственно. Для предотвращения превышения $S_{ддн}$ необходимо выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Химическая на трансформаторы с большей номинальной мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2×16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×25 МВА обеспечивается допустимый уровень перспективной нагрузки по условию отсутствия превышения номинальной мощности трансформаторов при единичном отключении Т-1(2) – загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 104% от $S_{ном}$ и

87,2% от $S_{\text{ном}}$ (21,79 МВА) с учетом перевода нагрузки, в режиме летних нагрузок составляет 70,1% от $S_{\text{ном}}$.

Выводы по результатам анализа загрузки центров питания 35–110 кВ (региональный вариант развития)

На основании результатов анализа перспективной загрузки центров питания 35–110 кВ энергосистемы Липецкой области в рамках регионального прогноза был определён перечень центров питания, на которых выявлено превышение загрузки трансформаторного оборудования свыше допустимого уровня нагрузки при отключении наиболее мощного параллельного трансформатора и требуется увеличение трансформаторной мощности центров питания:

- ПС 110/35/10 кВ Тербунский гончар – замена Т-1 и Т-2, 2×25 МВА на 2×63 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Тербуны – замена Т-1 и Т-2, 2×10 МВА на 2×16 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Хлевное – замена Т-1 и Т-2, 2×16 МВА на 2×25 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Химическая – замена Т-1 и Т-2, 2×16 МВА на 2×25 МВА.

4.9.10 Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (базовый вариант развития)

В таблицах 67 и 68 представлен перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции) для обеспечения прогнозного спроса на электрическую энергию (мощность), а также мероприятий по обеспечению надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Липецкой области в период до 2027 года.

Таблица 67 – Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции) в период до 2027 года по базовому варианту развития

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры			Год ввода ¹⁸	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во цепность × протяженность, км	шт. × МВА / Мвар				
Новое строительство объектов напряжением 220 кВ							
Строительство ПС 220 кВ РП-3 с установкой двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 200 МВА каждый (2×200 МВА)	220/110		2×200	220-9/7	2023	ПАО «НЛМК»	СиПР ЕЭС 2022–2028 гг. ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
	220	2×2×0,99			2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	
Новое строительство объектов напряжением 110 кВ							
Строительство ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1 трансформаторной мощностью 80 МВА (2×40 МВА) ¹⁹	110/10		2×40	110-4/4	2022	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» от 19.11.2019 № 20529642

¹⁸ Рекомендуемые сроки реализации мероприятий. Определены на основании анализа фактической и перспективной загрузки центров питания и могут быть скорректированы с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

¹⁹ В 2022 году ожидается завершение мероприятия.

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры				Год ввода ¹⁸	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во цепность × протяженность, км	шт. × МВА / Мвар	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
Строительство ЛЭП 110 кВ от опоры № 1 ВЛ 110 кВ Елецкая 220 - КС-7А Правая, Левая до линейного портала в РУ 110 кВ ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1 ориентировочной протяженностью 15,5 км: (участок КЛ 110 кВ протяженностью 3,21 км открытым способом, участок КЛ 110 кВ протяженностью 0,14 км методом ГНБ; участок ВЛ 110 кВ протяженностью 12,15 км) ²⁰	110	2×1×15,5			2022	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»)	
Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 – РП 2 I, II цепь; ВЛ 110 кВ Металлургическая – РП-2 I, II цепь (образуется путем реконструкции ВЛ 110 кВ РП-2 – Металлургическая Левая, Правая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая, Правая)	110	1×2×2,4			2023	ПАО «НЛМК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НЛМК»	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 I цепь, ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 II цепь	110	1×2×1,6			2023	ПАО «НЛМК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НЛМК»	

²⁰ В 2022 году ожидается завершение мероприятия.

Мероприятие СигР Липецкой области 2023–2027	Параметры			Год ввода ¹⁸	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × целостность × протяженность, км	шт. × МВА / Мвар				
Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 110 кВ							
Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Лебедин с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×16 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×25 МВА	110/35/10		2×25	2022–2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
Перезавод ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП 3 с отпайкой на ГПП-11 I цель, ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП 3 с отпайкой на ГПП-11 II цель на ПС 220 кВ РП 3 с образованием ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-3 с отпайкой	110	1×2×1,4		2023	ПАО «НЛМК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НЛМК»	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС»
Перезавод ВЛ 110 кВ Новая – ГПП 15-1 Левая (Правая) на ПС 220 кВ РП 3 с образованием КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-15-1I цель, КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП 15-1 II цель без увеличения пропускной способности	110	1×2×6,6		2023	ПАО «НЛМК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НЛМК»	энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
Реконструкция ПС 110 кВ ГПП 5, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – ГПП-5 и ВЛ 110 кВ Металлургическая – ГПП-5 с образованием ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 Металлургическая II цель	110	1×1×3,4		2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НЛМК»	

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры				Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цепность × протяженность, км	шт. × МВА / Мвар	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
Установка на ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая Левая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая Правая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая I цепь, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Металлургическая II цепь ГОР			4×7,4		2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Обеспечение выдачи мощностей генерирующих объектов ПАО «НЛМК» (300 МВт)	
сопротивлением по 7,4 Ом. Реконструкция ПС 220 кВ Металлургическая с установкой шинных разъединителей: ШР 110 I СШ Прокат левая, ШР 110 II СШ Прокат правая и ШР 110 II СШ ГТП 5 правая (номинальный ток 1000 А)							Обеспечение выдачи мощностей генерирующих объектов ПАО «НЛМК» (300 МВт)	
Установка ТОР на ПС 110 кВ РП-2 в цепях ВЛ 110 кВ РП-2 – Металлургическая I, II цепь сопротивлением по 7,4 Ом. (номинальный ток 1000 А)			2×7,4		2023	ПАО «НЛМК»	Обеспечение выдачи мощностей генерирующих объектов ПАО «НЛМК» (300 МВт)	
Замена шин 110 кВ в РУ 110 кВ ПС 110 кВ Ситовка на провод с длительно допустимой нагрузкой не менее 677 А при температуре окружающей среды +25°С	110	1 × 1 × 0,3			2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Обеспечение выдачи мощностей генерирующих объектов ПАО «НЛМК» (300 МВт)	
Рекомендуемые к установке (модернизации) устройства автоматики								
Установка АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I, II цепь на ПС 220 кВ Правобережная с действием на отключение В 110 кВ Юго-Западная I, II цепь			2		2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Ограничение развития и прекращение аварийных режимов в энергосистеме	Расчет электрических режимов

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры				Год ввода ¹⁸	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × целность × протяженность, км	шт. × МВА / Мвар	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
Установка АОПО ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с оттайкой на ПС Привокзальная Левая (Правая) на ПС 110 кВ Ситовка с действием на отключение В 110 кВ Привокзальная Левая, В 110 кВ Привокзальная Правая			2		2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Ограничение развития и прекращение аварийных режимов в энергосистеме	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019
Установка АОПО ВЛ 110 кВ РП-3 – РП-2 I, II цель на ПС 110 кВ РП-2 с действием на отключение СВ-1, СВ-2 ПС 110 кВ РП-2			2		2023	ПАО «НЛМК»	Ограничение развития и прекращение аварийных режимов в энергосистеме	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019
Модернизация ЧДА на Липецкой ТЭЦ-2			1		2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Ограничение развития и прекращение аварийных режимов в энергосистеме	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергоустановок АО «Особые экономические зоны», утвержденные в 2007 году, с изменениями от 13.02.2013, от 28.03.2013, от 26.11.2014, от 07.06.2016, от 15.11.2016, от 15.05.2017, от 17.07.2017, от 31.07.2020
Установка АОПО ВЛ 220 кВ Липецкая Северная I, II цель на ПС 220 кВ Северная с заменой существующих устройств АОПО с реализацией дополнительных управляющих воздействий на отключение нагрузки на ПС 220 кВ Казинка и с сохранением существующих управляющих воздействий на отключение ПС 110 кВ ГПП-19			2		2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Ограничение развития и прекращение аварийных режимов в энергосистеме	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергоустановок АО «Особые экономические зоны», утвержденные в 2007 году, с изменениями от 13.02.2013, от 28.03.2013, от 26.11.2014, от 07.06.2016, от 15.11.2016, от 15.05.2017, от 17.07.2017, от 31.07.2020
Мероприятия по делению сети 110 кВ и выше								
Отключение СВ-13 и СВ-24 220 кВ при работе трех АТ на ПС 500 кВ Липецкая					2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Ограничение токов короткого замыкания	Расчет токов короткого замыкания

Мероприятие СипР Липецкой области 2023–2027	Параметры				Год ввода ¹⁸	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × целостность × протяженность, км	шт. × МВА / Мвар	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
Отключение одного из четырех АТ на ПС 220 кВ Правобережная при работе четырех и более генераторов на Липецкой ТЭЦ-2					2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Ограничение токов короткого замыкания	Расчет токов короткого замыкания
Опробование систем шин 220 кВ Борино через ВЛ или АТ при работе двух или трех генераторов на Липецкой ТЭЦ-2					2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Ограничение токов короткого замыкания	Расчет токов короткого замыкания
Питание ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с оттайками со стороны ПС 220 кВ Новая					2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Ограничение токов короткого замыкания	Расчет токов короткого замыкания
Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 35 кВ								
Реконструкция ПС 35/6 кВ №2 с заменой силового трансформатора Т-1 номинальной мощностью 1 МВА на силовой трансформатор номинальной мощностью 2,5 МВА	35/6		1×2,5		2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
Реконструкция ПС 35/10 кВ №3 с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×2,5 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×6,3 МВА	35/10		2×6,3		2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания Акт ТО от 23.09.2015
Реконструкция ПС 35/10 кВ Борисовка с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×4 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×6,3 МВА	35/10		2×6,3		2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
Реконструкция ПС 35/10 кВ Введенка с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×4 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×6,3 МВА	35/10		2×6,3		2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
Реконструкция ПС 35/6 кВ Таволжанка с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×4 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×6,3 МВА	35/6		2×6,3		2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры			Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цепность × протяженность, км	шт. × МВА / Мвар				
Реконструкция ПС 35/10 кВ Троицкая с заменой силового трансформатора Т-1 номинальной мощностью 2,5 МВА на силовой трансформатор номинальной мощностью 4 МВА	35/10		1×4	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания

Таблица 68 – Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к реновации в период до 2027 года

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цепность × протяженность, км / шт.				
Мероприятия по реновации объектов 110 кВ						
Переоборудование заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лебедянь	110	1×1×1,35	2022–2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Протокол от 20.04.2020
Переоборудование заходов ВЛ 35 кВ на ПС 110 кВ Лебедянь	35	1×1×1,33	2022–2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Протокол от 20.04.2020

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цельность × протяженность, км / шт.				
Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (5 шт.) на ПС 110 кВ Лебединь	110	5	2022–2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (4 шт.) на ПС 110 кВ Лебединь	110	4	2022–2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Реконструкция ВЛ 110 кВ Становая Правая (Левая) с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1–38 протяженностью 8 км (2 цели и грозотрос), а также реконструкция перехода через железную дорогу в пролете №89–90 с заменой провода на провод аналогичного сечения, грозотроса, стальной арматуры и изоляции ²¹	110	1×1×8,74	2022	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 20.07.2014 Протокол от 20.04.2020

²¹ В 2022 году ожидается завершение мероприятия.

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цепность × протяженность, км / шт.				
Реконструкция ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая (Правая) с заменой грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор №1–4, замена изоляции с линейной арматурой на участке опор №1–263, замена провода АС-95 и АЖ-120 на АС-120 для приведения в соответствие с ПУЭ 7 изд. п. 2.5.77 (минимально допустимое сечение сталеалюминового провода по условиям механической прочности ВЛ 35 кВ и выше, сооружаемых на двухцепных или многоцепных опорах, составляет 120/19 мм ²) на участке опор №1–263 (48,56 км) ²²	110	1×2×48,56	2022	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Протокол от 20.04.2020
Замена на ВЛ 110 кВ Ольховец грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1–13, №60–103, замена провода на провод аналогичного сечения с линейной арматурой на участке опор №60–103, выполнить переход через Ж/Д в соответствии с ПУЭ	110	1×1×10,51	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 30.04.2013 Протокол от 20.04.2020
Замена грозотроса с линейной арматурой ВЛ 110 кВ 2А на участке опор №1–108, установка дополнительных опор в пролетах №53–54, №55–56, № 102–104 для устранения негабарита	110	1×2×23,1	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 08.05.2015 Протокол от 20.04.2020

²² В 2022 году ожидается завершение мероприятия.

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × целостность × протяженность, км / шт.				
Замена грозотроса с линейной арматурой ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайками в пролете опор №1-88, отпайка к ПС Правобережная в пролете опор № 1-8 с заменой грозотроса и подвесной арматуры, в пролете опор № 42-45 замена опор №42 и №43, замена провода на провод аналогичного сечения и грозотроса в анкерном пролете №42-45 на переходе через р. Воронеж	110	1×2×0,25	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 23.03.2015 Протокол от 20.04.2020
Замена опор ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная I цепь, II цепь с отпайкой на ПС Южная 8 шт. (№3, №6, №9, №11, №13, №15, №40, №41), замена провода на провод аналогичного сечения, грозотроса в анкерном пролете №39-43 и подстановка двух опор в пролетах №31-32 отпайка к ПС Южная и пролет №3-4 отпайка к ПС Бугор для габарита, замена изоляторов с линейной арматурой на участке опор №1-57	110	1×2×1,5	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 20.07.2014 Протокол от 20.04.2020
Замена грозотроса ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2 с линейной арматурой и гасителями вибрации на участке опор № 8-115; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор № 9-115; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор № 59-60, 64-70; 71-80	110	1×1×2,75	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 14.04.2015 Протокол от 20.04.2020
Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1 на участке опор № 13-50; замена изоляции с линейной арматурой на участке опор № 14-49; установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор № 13-23, 39-40; 48-49	110	1×1×3,75	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 09.04.2015 Протокол от 20.04.2020

Мероприятие СигРП Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × целостность × протяженность, км / шт.				
Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели 110 кВ (5 шт.) на ПС 110 кВ Компрессорная	110	5	2022	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели 110 кВ (6 шт.) на ПС 110 кВ Гидрооборудование	110	6	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена масляного выключателя 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.) на ПС 110/10 кВ Октябрьская	110	1	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110/35/10 кВ Хворостянка	110	2	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена масляных выключателей 110 кВ в цепях Т1 и Т2, а также секционного выключателя СВ 110 на элегазовые выключатели 110 кВ (3 шт.) на ПС 110 кВ Западная	110	3	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.) ПС 110/10 кВ Круглое	110	1	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель (1 шт.) ПС 110 кВ Березовка	110	1	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-

Мероприятие СигР Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цепность × протяженность, км / шт.				
Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые выключатели 110 кВ (11 шт.) на ПС 110 кВ Химическая	110	11	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 кВ ЛТП	110	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 кВ Доброе	110	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.) на ПС 110/10 Нива	110	1	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 кВ Табак	110	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 Тербуны	110	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 Тепличная	110	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-

Мероприятие СипР Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цепность × протяженность, км / шт.				
Замена масляных выключателей 110 кВ в цепях ВЛ Доброе левая (правая) на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 кВ Ситовка	110	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецэнерго»	Реновация	-
Мероприятия по реновации объектов 35 кВ						
Замена существующего провода на провод аналогичного сечения на ВЛ 35 кВ Борино левая, правая с отпайкой к ПС Троицкая	35	1×2×14	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецэнерго»	Реновация	Акт ТО от 24.10.2014
Замена существующего провода в пролетах опор №1–160, замена грозотроса в пролетах №1–13, замена устаревшей изоляции, снежной арматуры и гасителей вибрации на проводе в пролетах опор №1–160, и грозотроса в пролетах опор №1–13 ВЛ 35 кВ Каменная Лубна. Замена 160 шт. опор № 1–160	35	1×1×19,72	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецэнерго»	Реновация	Акт ТО от 15.07.2015
Замена существующего провода в пролетах опор №1-75, замена грозотроса в пролетах №1-11, №52-86, №204-213 протяженность; замена устаревшей изоляции, снежной арматуры на проводе и грозотросе в пролетах опор №1-75. Замена 38 шт. опор №3-10, №12-17, №19-28, №30-32, №35, №40-42, №47-50, №53-55, а также необходимо переустройство через ж/д с двойным креплением в пролете №44-45 и заменой двух опор №44 и №45 ВЛ 35 кВ Дрезгалово-1	35	1×1×7	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецэнерго»	Реновация	Акт ТО от 15.07.2015

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цепность × протяженность, км / шт.				
Замена грозотроса С-35 в пролетах опор №1-14 и №134-145 протяженностью 3,2 км; замена опоры в количестве 53 шт. №23, №38, №46-48, №50, №51, №53, №55, №56, №60, №62, №65, №67-69, №71-75, №77-79, №84, №88-91, №93, №95, №100, №102, №107-109, №111, №114, №115, №124, №127, №129-132, №134-137, №139, №140 ВЛ 35 кВ Трубетчино	35	1×1×3,2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 29.09.2014
Замена провода, изоляции и стальной арматуры на участке опор 13–41. Замена грозотроса и стальной арматуры на участке опор 9–15. Замена изоляции и стальной арматуры на участке опор 41-52 ВЛ 35 кВ Красная Пальна	35	1×1×13,8	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 22.04.2015
Замена провода на провод аналогичного сечения, изоляции и стальной арматуры ВЛ 35 кВ Плоское	35	1×1×4,6	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 14.01.2015
Замена существующего провода на провод аналогичного сечения по всей ВЛ в пролетах опор №1–167, замена грозотроса в пролетах №1–15, №150-167; замена устаревшей изоляции, стальной арматуры и гасителей вибрации на проводе в пролетах опор №1-15 и №150-167. Замена 32 шт. опор №3–33, необходима подставка опор 10 шт. в пролете опор №156–166 для габарита ВЛ 35 кВ Политово	35	1×1×16,1	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 15.07.2015

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × ценность × протяженность, км / шт.				
Вынос участка оп. №№ 9–14 протяженностью 0,77 км ВЛ 35 кВ Озерки ²³	35	1 × 1 × 0,77	2022	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Письмо Филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958 о реконструкции участков ВЛ-35 кВ
Вынос участка оп. №№ 90–94 протяженностью 0,6 км ВЛ 35 кВ Весселос ²⁴	35	1 × 1 × 0,6	2022	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Письмо Филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958 о реконструкции участков ВЛ-35 кВ
Вынос участка оп. №№ 127–131 протяженностью 0,52 км ВЛ 35 кВ Аксай ²⁵	35	1 × 1 × 0,52	2022	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	Письмо Филиала ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958 о реконструкции участков ВЛ-35 кВ
Замена масляных выключателей 35 кВ в цепях ВЛ 35 кВ Сенцово-2, ВЛ 35 кВ №5, СВ 35 кВ на элегазовые (3 шт.) на ПС 35 кВ №3	35	6	2024	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена масляных выключателей 35 кВ в цепях ВЛ 35 кВ Казинка-1, ВЛ 35 кВ Матгара-2 (2 шт.) на ПС 35 кВ №1	35	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-

²³ В 2022 году ожидается завершение мероприятия.

²⁴ В 2022 году ожидается завершение мероприятия.

²⁵ В 2022 году ожидается завершение мероприятия.

Мероприятие СпИР Липецкой области 2023–2027	Параметры		Год ввода	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цепность × протяженность, км / шт.				
Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Стебасво	35	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена масляных выключателей ВМ 35 кВ в цепях Т1, Т2, ВЛ 35 кВ Введенка 1, ВЛ 35 кВ Водозабор, ВЛ 35 кВ Полевая, СВ 35 кВ на элегазовые выключатели 35 кВ (5 шт.) на ПС 35 кВ Водозабор	35	5	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Березняговка	35	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена предохранителей в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Лебедянка	35	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Талицкий Чамлык	35	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Ивановка	35	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Ломовец	35	2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Реновация	-

4.9.11 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и ниже (базовый вариант развития)

В таблице 69 представлены сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже (до 35 кВ) в соответствии с базовым вариантом развития. В таблице 70 представлены сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже.

Таблица 69 – Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже (базовый вариант развития)

Объект	Ед. изм.	Год окончания работ					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
Новое строительство							
ЛЭП 220 кВ	км	-	3,96	-	-	-	-
ЛЭП 110 кВ	км	31,00	8,00	-	-	-	-
ПС 220 кВ	МВА	-	400,00	-	-	-	-
ПС 110 кВ	МВА	80,00	-	-	-	-	-
Реконструкция							
ЛЭП 110 кВ	км	-	19,70	-	-	-	-
ЛЭП 35 кВ	км	-	-	-	-	-	-
ПС 220 кВ	МВА	-	-	-	-	-	-
ПС 110 кВ	МВА	-	50,00	-	-	-	-
ПС 35 кВ	МВА	-	56,90	-	-	-	-
Реновация объектов							
ЛЭП 110 кВ	км	105,86	11,86	56,20	-	-	-
ЛЭП 35 кВ	км	1,89	58,75	35,00	-	-	-

Таблица 70 – Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже

Объект	Вид работ	Ед. изм.	Год окончания работ					
			2022	2023	2024	2025	2026	2027
АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»								
ТП, РП	Новое строительство	МВА	-	-	-	-	-	-
	ТПиР		-	-	-	-	-	-
ВЛ, КЛ	Новое строительство	км	5,51	-	-	-	-	-
	ТПиР		-	-	-	-	-	-
Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»								
ТП, РП	Новое строительство	МВА	-	-	-	-	-	-
	ТПиР		0,80	0,16	0,50	-	-	-
ВЛ, КЛ	Новое строительство	км	-	-	-	-	-	-
	ТПиР		-	-	-	-	-	-
Филиал ОАО «РЖД» Ю.В.Ж.Д.								
ТП, РП	Новое строительство	МВА	-	-	-	-	-	-
	ТПиР		-	0,60	0,40	-	-	-
ВЛ, КЛ	Новое строительство	км	-	-	-	-	-	-

Объект	Вид работ	Ед. изм.	Год окончания работ					
	ТПиР		-	31,08	-	-	-	-
ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»								
ТП, РП	Новое строительство	МВА	1,87	-	-	-	-	-
	ТПиР		0,81	-	-	0,41	-	-
ВЛ, КЛ	Новое строительство	км	1,87	20,22	-	-	-	-
	ТПиР		9,70	-	-	30,98	-	-
Итого по энергосистеме Липецкой области								
ТП, РП	Новое строительство	МВА	1,87	-	-	-	-	-
	ТПиР		1,61	0,76	0,90	0,41	-	-
ВЛ, КЛ	Новое строительство	км	7,38	20,22	-	-	-	-
	ТПиР		9,70	31,08	-	30,98	-	-

4.9.12 Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (региональный вариант развития)

В таблице 71 представлен перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции) для реализации перспективных планов развития энергосистемы Липецкой области в период до 2027 года.

Таблица 71 – Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей Липецкой области, рекомендуемых к вводу в период до 2027 года (региональный вариант развития)

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры			Год ввода ²⁶	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области
	Набор напряжений, кВ	Кол-во × цепность × протяженность, км	шт. × МВА / Мвар				
Новое строительство объектов напряжением 110 кВ							
Строительство ПС 110 кВ Птицекомплекс 2×16 МВА	110/35/10		2×16	110-4Н/2	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Региональные планы по развитию	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Куриное Царство» в Краснинском районе
Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая и ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая до ПС 110 кВ Птицекомплекс ориентировочной протяженностью 5 км	110	2×1×5			Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Региональные планы по развитию	Обеспечение технологического присоединения потребителей АО «Куриное Царство» в Краснинском районе
Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 110 кВ							
Реконструкция ПС 110/10 кВ Тербунский гончар с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×25 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×63 МВА	110/10		2×63		Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания

²⁶ Рекомендуемые сроки реализации мероприятий. Определены на основании анализа фактической и перспективной загрузки центров питания и могут быть скорректированы с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры				Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области
	Набор напряже- ний, кВ	Кол-во × цепность × протяжен- ность, км	шт. × МВА / Мвар	Схема РУ / кол- во ячеек, шт.	
Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Тербуны с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×10 МВА на новые силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×16 МВА	110/35/10		2×16		Краткое обоснование необходимости строительства
Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Химическая с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×16 МВА на новые силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×25 МВА	110/35/10		2×25		Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора
Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Хлевное с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2×16 МВА на новые силовые трансформаторы номинальной мощностью 2×25 МВА	110/35/10		2×25		Исключение превышения ДДН при отключении наиболее мощного трансформатора
Новое строительство объектов напряжением 35 кВ					
Строительство ПС 35 кВ 2×6,3 МВА	35/10		2×6,3	35-4Н/2	Региональные планы по развитию
Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Восточная до ПС 35 кВ Черная Слобода	35	1×2×6			Региональные планы по развитию
					Электроснабжение мкр. Черная Слобода и Северный в г. Елец
					Электроснабжение мкр. Черная Слобода и Северный в г. Елец

Мероприятие СиПР Липецкой области 2023–2027	Параметры				Год ввода ²⁶	Организация, ответственная за реализацию	Краткое обоснование необходимости строительства	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области
	Набор напряже- ний, кВ	Кол-во × цепность × протяжен- ность, км	шт. × МВА/ Мвар	Схема ру / кол- во ячеек, шт.				
Строительство ПС 35 кВ ОЭЗ Данков 2×6,3 МВА	35/6		2×6,3	35-4Н/2	2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Региональные планы по развитию	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОЭЗ Ру "Данков"
Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Данков-сельская до ПС 35 кВ ОЭЗ Данков ориентировочной протяженностью 2 км	35	1×1×2			2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Региональные планы по развитию	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОЭЗ Ру "Данков"
Строительство отпайки от ВЛ 35 кВ от ВЛ 35 кВ Политово до ПС 35 кВ ОЭЗ Данков ориентировочной протяженностью 2 км	35	1×1×2			2023	Филиал ПАО «Россети Центр» – «Липецкэнерго»	Региональные планы по развитию	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОЭЗ Ру "Данков"

4.9.13 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и ниже (региональный вариант развития)

В таблице 72 представлены сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже (до 35 кВ) в соответствии с региональным вариантом развития.

Таблица 72 – Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже (региональный вариант развития)

Объект	Ед. изм	Год окончания работ					
		2022	2023	2024	2025	2026	2027
Новое строительство							
ЛЭП 110кВ	км	-	10,00	-	-	-	-
ПС 110 кВ	МВА	-	32,00	-	-	-	-
ЛЭП 35 кВ	км	-	4,00	-	12,00	-	-
ПС 35 кВ	МВА	-	12,60	-	12,60	-	-
Реконструкция							
ПС 110 кВ	МВА	-	258,00	-	-	-	-

4.10 Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на год выполнения СиПР и пятилетнюю перспективу

Карта-схема электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на год выполнения СиПР представлена в Приложении А.

Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на пятилетнюю перспективу по базовому варианту развития представлены в Приложении Б.

Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на пятилетнюю перспективу по региональному варианту развития представлены в Приложении В.

5 Основная характеристика теплоэнергетики региона

5.1 Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения, структура потребления тепловой энергии по Липецкой области, структура отпуска тепловой энергии от электростанций и котельных

При разработке настоящего и последующих разделов, касающихся статистических и прогнозных данных по потреблению тепловой энергии и топлива, основная информация о состоянии теплоснабжения Липецкой области принята на основании материалов, предоставленных теплоснабжающими и генерирующими компаниями энергорайона, а также на базе актуализированной схемы теплоснабжения г. Липецк.

Крупнейшим производителем и поставщиком тепловой энергии региона является филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация». Его доля на рынке тепловой энергии (централизованного теплоснабжения) Липецкой области составляет порядка 93,5% по состоянию на 2021 год. Помимо ПАО «Квадра» 5% в общем балансе приходится на поставщика тепловой энергии г. Липецк АО «ЛГЭК». Оставшиеся 1,5% приходятся на прочие теплоснабжающие компании (промышленные и ведомственные котельные).

В таблице 73 и на рисунке 29 представлена информация о динамике изменения установленной тепловой мощности ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» с выделением крупных источников тепловой генерации.

Таблица 73 – Динамика изменения тепловой мощности источников тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» за 2017–2021 гг., Гкал/ч

Объект	2017	2018	2019	2020	2021
Липецкая ТЭЦ-2	1 002,0	1 002,0	1 002,0	1 002,0	1 002,0
Елецкая ТЭЦ	217,6	217,6	217,6	217,6	148,0
в т. ч. старая очередь (ТГ-4)	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0
ПГУ-52 (ГТ-1, 2, ТГ-5)	69,6	69,6	69,6	69,6	0,0
Данковская ТЭЦ	152,0	152,0	152,0	128,8	148,0
Котельные г. Липецк, в т. ч.	1 187,0	1 187,0	1 187,0	1 307,0	1 307,0
Привокзальная котельная	150,0	150,0	150,0	150,0	150,0
Северо-западная котельная	390,0	390,0	390,0	390,0	390,0
Юго-западная котельная	500,0	500,0	500,0	620,0	620,0
Прочие котельные Липецкой области	421,0	421,1	294,2	291,6	290,6
ВСЕГО	2 979,6	2 979,7	2 852,8	2 947,1	2 895,6

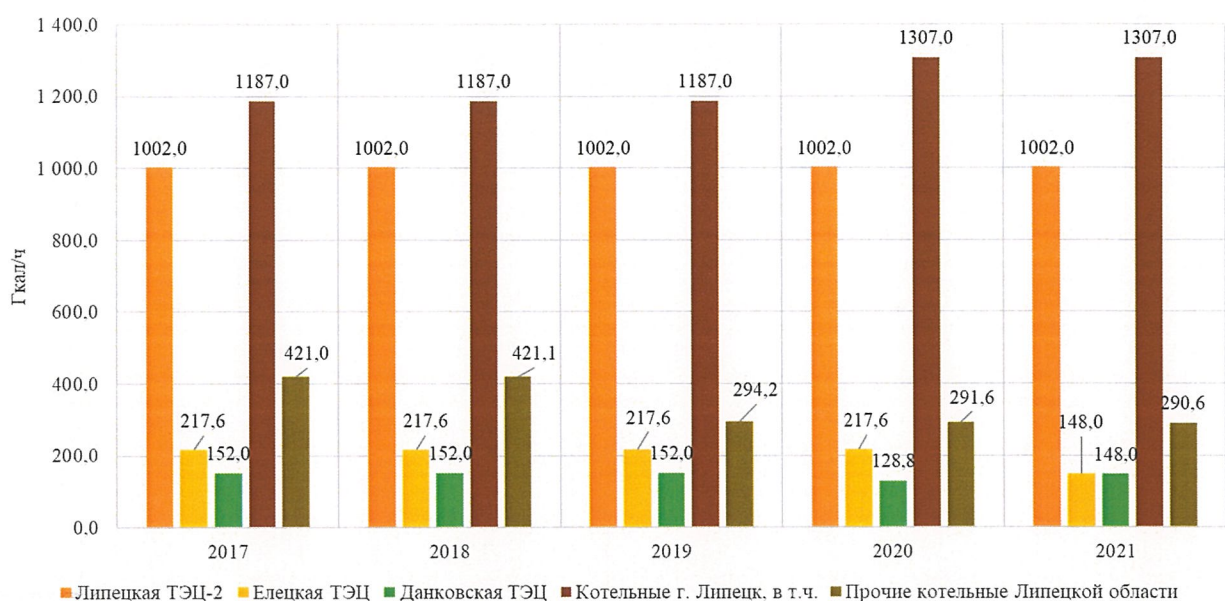


Рисунок 29 – Динамика изменения установленной тепловой мощности источников тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» за 2017–2021 гг.

В таблице 74, а также на рисунке 30 представлена информация о динамике изменения установленной тепловой мощности источников тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям.

Таблица 74 – Динамика изменения установленной тепловой мощности источников тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям, Гкал/ч

Объект	2017	2018	2019	2020	2021
ПАО "Квадра"	2 979,6	2 979,7	2 852,8	2 947,1	2 895,6
Липецкая ТЭС-2	1 002,0	1 002,0	1 002,0	1 002,0	1 002,0
Елецкая ТЭС	217,6	217,6	217,6	217,6	148,0
Данковская ТЭС	152,0	152,0	152,0	128,8	148,0
Котельные г. Липецк, в т. ч.	1 187,0	1 187,0	1 187,0	1 307,0	1 307,0
Прочие котельные Липецкой области	421,0	421,1	294,2	291,6	290,6
АО "ЛГЭК"	286,3	284,9	284,9	285,1	283,8
Прочие теплоснабжающие компании г. Липецк	73,0	73,0	73,0	87,6	87,6
ВСЕГО по Липецкой области	3 339,0	3 337,6	3 210,7	3 319,7	3 267,0

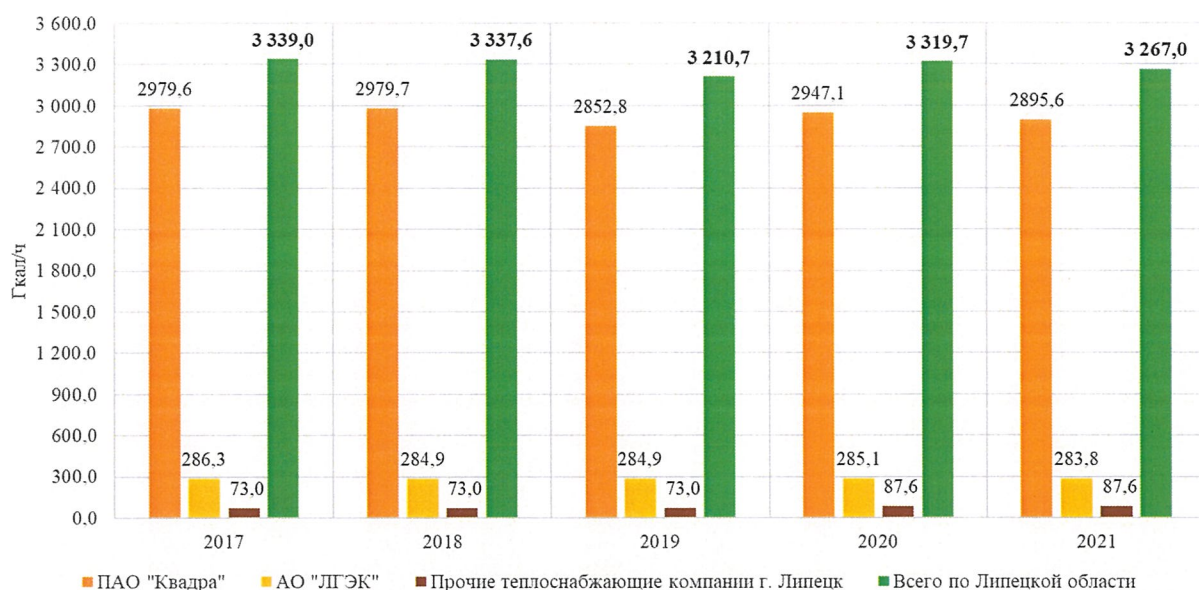


Рисунок 30 – Динамика изменения установленной тепловой мощности источников тепловой энергии Липецкой области в разбивке по теплоснабжающим компаниям за 2017–2021 гг.

В таблице 75, а также на рисунке 31 представлена информация о структуре потребления тепловой энергии в Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по основным группам потребителей. Важно отметить, что основная доля потребления тепла приходится на население – более 70% в общем балансе.

Таблица 75 – Потребление тепловой энергии основными группами потребителей Липецкой области за 2017–2021 гг., тыс. Гкал

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
Население	2 532,4	2 568,7	2 540,2	2 416,0	2 574,7
Бюджетные организации	460,7	470,9	414,8	385,5	446,4
Промышленные потребители	314,1	275,8	179,6	127,3	140,4
Прочие	366,2	425,5	384,6	317,7	351,8
ВСЕГО	3 673,4	3 740,9	3 519,2	3 246,5	3 513,3
то же в %					
Население	68,9%	68,7%	72,2%	74,4%	73,3%
Бюджетные организации	12,5%	12,6%	11,8%	11,9%	12,7%
Промышленные потребители	8,6%	7,4%	5,1%	3,9%	4,0%
Прочие	10,0%	11,4%	10,9%	9,8%	10,0%

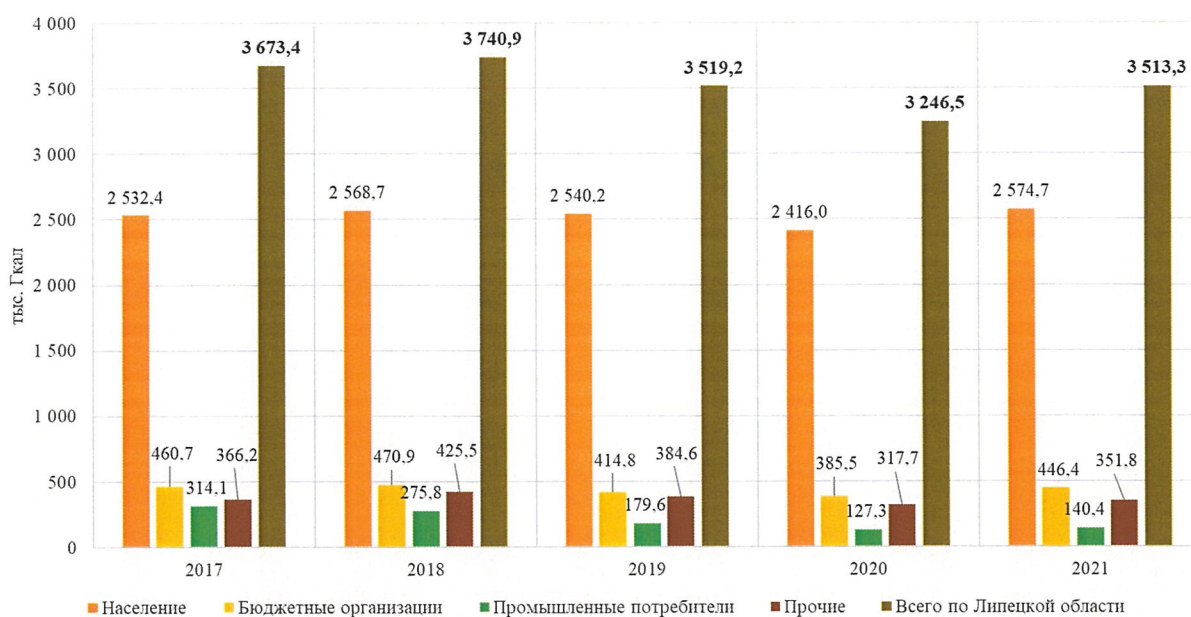


Рисунок 31 – Потребление тепловой энергии в Липецкой области по основным группам потребителей за 2017–2021 гг.

В таблице 76, а также на рисунке 32 представлена информация о структуре потребления (отпуска) тепловой энергии в Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям.

Таблица 76 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям, тыс. Гкал

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
ПАО "Квадра"	3 336,0	3 436,7	3 304,3	3 043,9	3 288,1
Население	2 329,4	2 386,1	2 394,5	2 278,3	2 425,9
Бюджетные организации	376,7	401,6	383,9	355,5	412,3
Промышленные потребители	310,7	273,1	179,6	127,3	140,4
Прочие	319,1	375,9	346,4	282,8	309,5
АО "ЛГЭК"	177,9	178,5	173,4	161,4	176,7
Население	124,0	121,8	122,1	112,5	118,8
Бюджетные организации	28,0	29,1	27,2	26,9	31,4
Промышленные потребители	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	26,0	27,6	24,1	22,0	26,6
Прочие теплоснабжающие компании	159,5	125,7	41,5	41,2	48,5
Население	79,0	60,9	23,6	25,2	30,0
Бюджетные организации	56,0	40,1	3,7	3,1	2,8
Промышленные потребители	3,4	2,7	0,0	0,0	0,0
Прочие	21,1	22,0	14,2	12,9	15,8
ВСЕГО	3 673,4	3 740,9	3 519,2	3 246,5	3 513,3

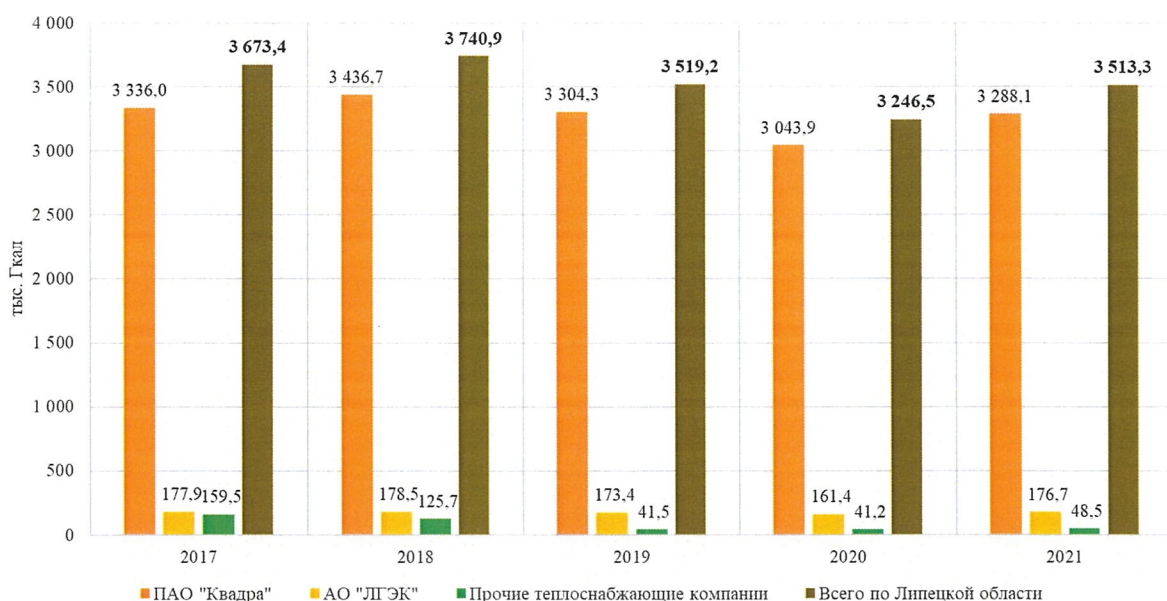


Рисунок 32 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям

В таблице 77 представлена информация об отпуске тепловой энергии в Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям в относительном выражении.

Таблица 77 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
ПАО "Квадра"	90,8%	91,9%	93,9%	93,8%	93,6%
АО "ЛГЭК"	4,8%	4,8%	4,9%	5,0%	5,0%
Прочие теплоснабжающие компании	4,3%	3,4%	1,2%	1,3%	1,4%

В таблице 78, а также на рисунке 33 представлена информация о структуре потребления (отпуска) тепловой энергии в Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по типу источников тепловой энергии. Необходимо отметить доминирующую долю котельных в общем балансе отпуска тепловой энергии.

Таблица 78 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по типу источников тепловой энергии, тыс. Гкал

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
ТЭЦ	1 235,1	1 246,8	1 145,6	1 035,6	1 112,6
Котельные	2 438,3	2 494,1	2 373,6	2 210,9	2 400,7
ВСЕГО	3 673,4	3 740,9	3 519,2	3 246,5	3 513,3
то же в %					
ТЭЦ	33,6%	33,3%	32,6%	31,9%	31,7%
Котельные	66,4%	66,7%	67,4%	68,1%	68,3%

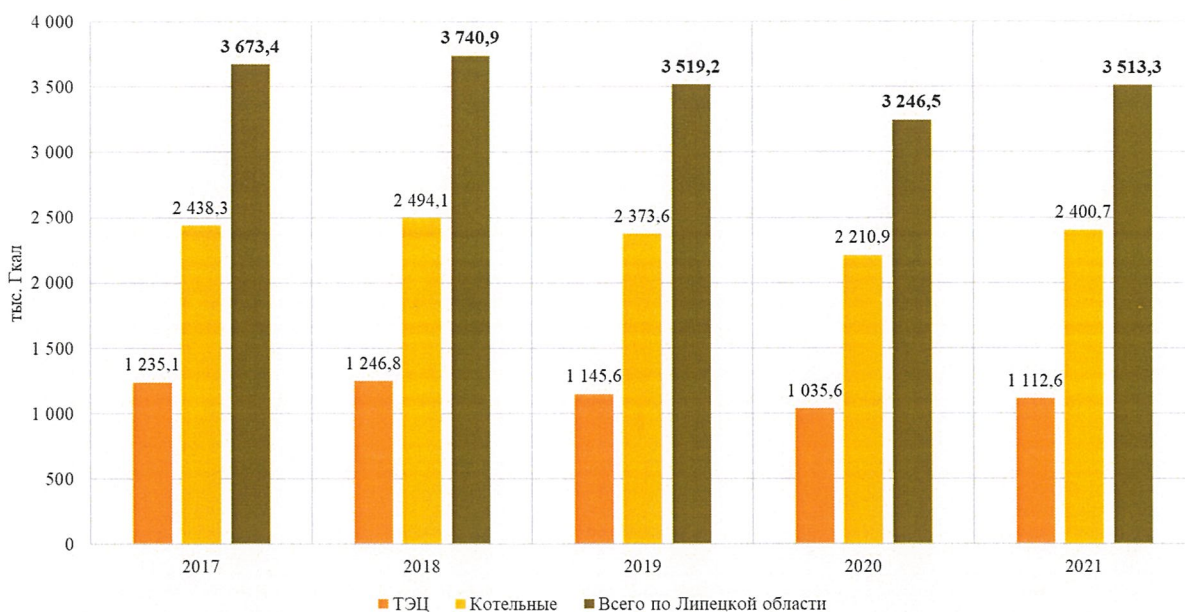


Рисунок 33 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по типу источников тепловой энергии

В таблице 79, а также на рисунке 34 представлена информация о структуре потребления (отпуска) тепловой энергии в Липецкой области за 2017–2021 гг. для ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация».

Таблица 79 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. для ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация», тыс. Гкал

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
ПАО "Квадра"	3 336,0	3 436,7	3 304,3	3 043,9	3 288,1
Липецкая ТЭЦ-2	927,2	1 010,8	917,8	818,2	866,7
Елецкая ТЭЦ	220,2	154,6	149,1	141,4	149,3
Данковская ТЭЦ	87,7	81,4	78,7	75,9	76,6
Энергетический комплекс, г. Грязи	45,8	48,1	45,0	42,2	45,3
Котельные г. Липецк и Липецкой области	2 055,1	2 141,7	2 113,7	1 966,1	2 150,1

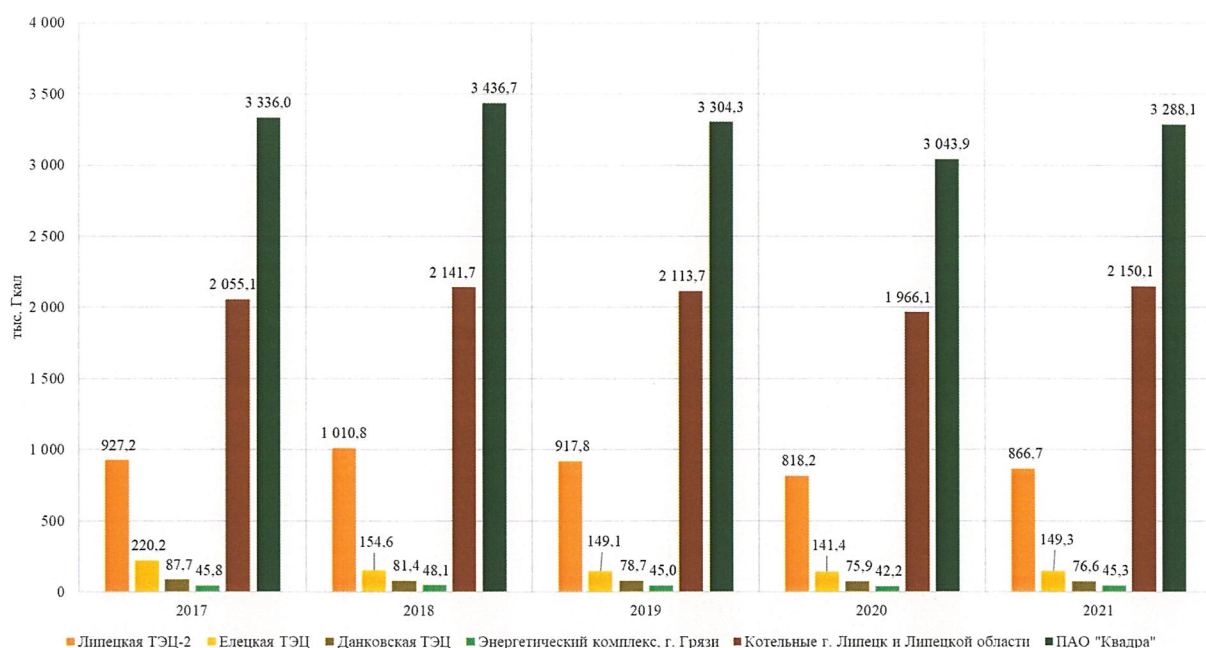


Рисунок 34 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. для ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»

В таблице 80, а также на рисунке 35 представлена информация о присоединенной тепловой нагрузке потребителей тепловой энергии в разбивке по субъектам территориального деления Липецкой области за 2017–2021 гг.

Таблица 80 – Присоединенная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии в разбивке по субъектам территориального деления Липецкой области за 2017–2021 гг., Гкал/ч

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
г. Грязи	64,0	62,8	61,9	61,2	59,7
г. Данков	43,3	43,0	42,9	43,0	43,4
г. Елец	201,7	188,0	178,1	175,3	175,1
г. Задонск	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Липецк	1 494,3	1 528,8	1 510,0	1 520,1	1 538,9
г. Лебедянь	38,7	14,9	15,0	15,0	15,6
г. Усмань	11,1	0,5	0,0	0,0	0,0
г. Чаплыгин	9,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Грязинский район	4,8	4,7	4,7	4,7	4,6
Добровский район	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Елецкий район	0,4	0,4	0,4	0,4	0,0
Задонский район	3,6	2,7	0,0	0,0	0,0
Липецкий район	6,7	6,8	7,3	7,3	7,3
Лев-Толстовский район	3,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Становлянский район	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Тербунский район	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Усманский район	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Хлевенский район	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	1 896,4	1 852,5	1 820,3	1 827,0	1 844,7

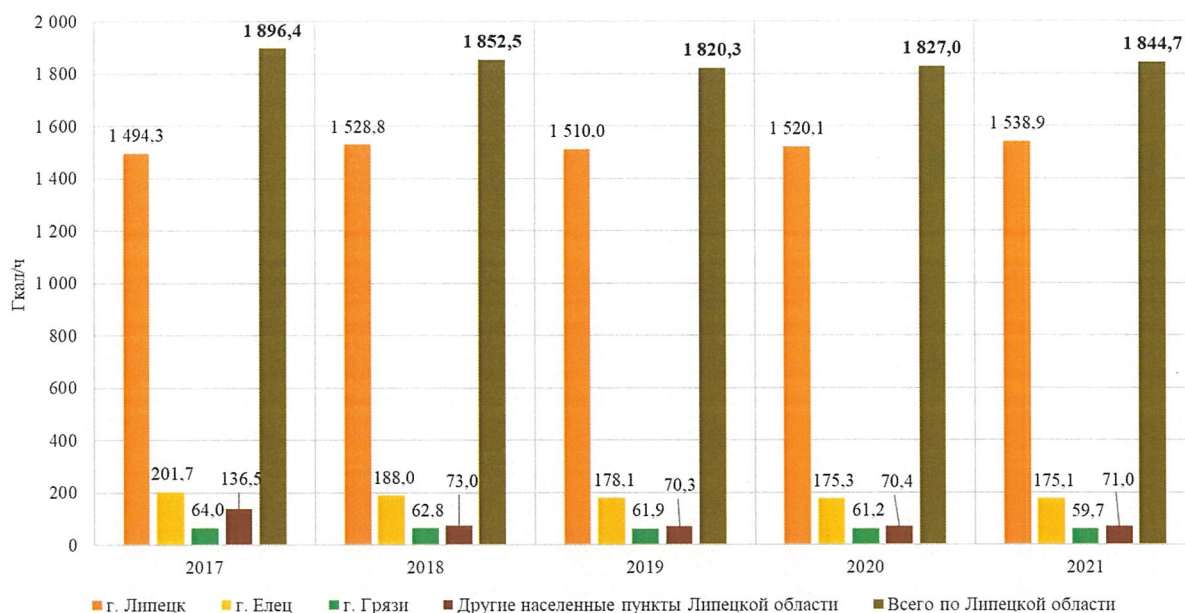


Рисунок 35 – Присоединенная тепловая нагрузка потребителей тепловой энергии в разбивке по субъектам территориального деления Липецкой области за 2017–2021 гг.

В таблице 81, а также на рисунке 36 представлена информация о потреблении тепловой энергии в разбивке по субъектам территориального деления Липецкой области за 2017–2021 гг. Необходимо отметить, что более 80% потребления тепловой энергии приходится на город Липецк.

Таблица 81 – Потребление тепловой энергии субъектами территориального деления Липецкой области за 2017–2021 гг., тыс. Гкал

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
г. Грязи	123,6	128,7	122,9	114,9	124,3
г. Данков	87,7	85,7	82,9	79,9	80,9
г. Елец	393,6	327,9	308,8	293,3	314,1
г. Задонск	10,6	7,0	0,0	0,0	0,0
г. Липецк	2 896,7	3 064,8	2 952,2	2 709,0	2 941,5
г. Лебедянь	67,6	53,7	25,2	24,7	25,7
г. Усмань	21,2	14,1	0,6	0,0	0,0
г. Чаплыгин	17,1	11,0	0,0	0,0	0,0
Грязинский район	11,6	11,9	11,2	10,2	10,7
Добровский район	5,1	3,1	0,0	0,0	0,0
Елецкий район	0,7	1,3	0,9	1,0	0,7
Задонский район	5,7	4,6	0,0	0,0	0,0
Липецкий район	14,9	15,0	14,5	13,5	15,4
Лев-Голстовский район	6,4	4,5	0,0	0,0	0,0
Становлянский район	3,2	2,3	0,0	0,0	0,0
Тербунский район	1,9	1,3	0,0	0,0	0,0
Усманский район	0,6	0,4	0,0	0,0	0,0
Хлевенский район	5,3	3,8	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	3 673,4	3 740,9	3 519,2	3 246,5	3 513,3

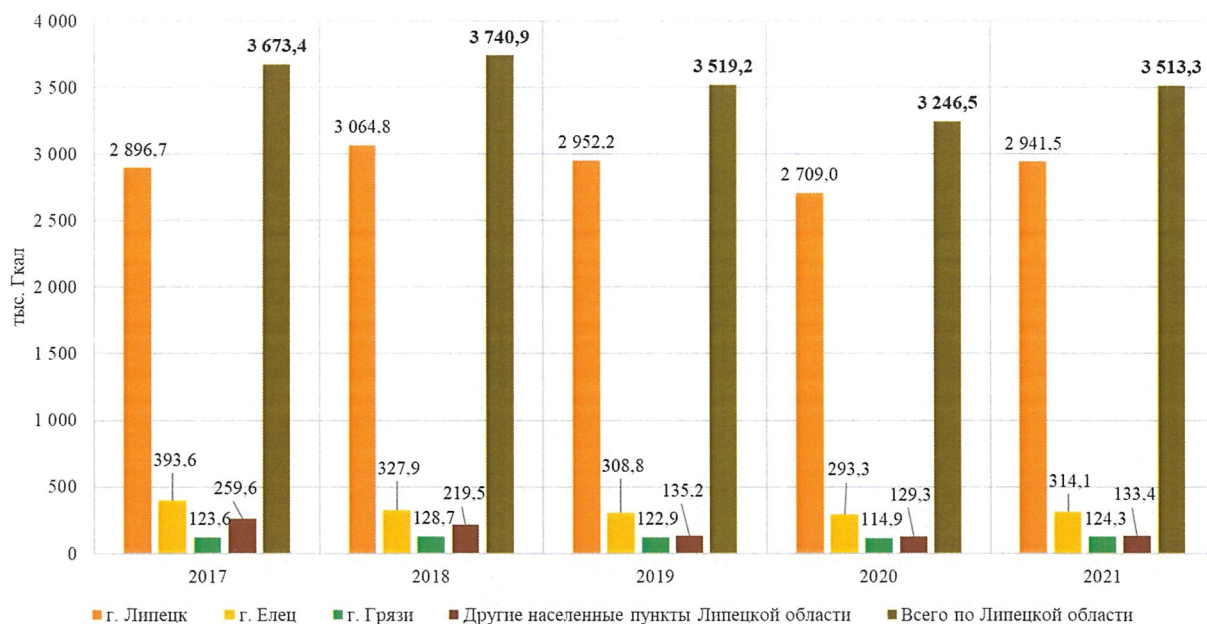


Рисунок 36 – Потребление тепловой энергии субъектами территориального деления Липецкой области за 2017–2021 гг.

В таблице 82 представлена информация о потреблении тепловой энергии основными крупными потребителями тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг.

Таблица 82 – Потребление тепловой энергии основными крупными потребителями тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг., тыс. Гкал

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
Липецкая ТЭЦ-2					
Публичное акционерное общество "Новолипецкий металлургический комбинат"	113,66	130,71	84,84	24,24	23,63
АО "ИНДЕЗИТ ИНТЕРНЭШНЛ"	3,02	3,95	3,28	14,78	17,68
АО "ОЭЗ ППТ "Липецк"	22,05	35,41	25,23	20,63	25,91
ФКУ "ЦХиСО УМВД России по Липецкой области"	4,28	4,67	4,39	4,11	5,01
ФГБОУ ВО "Липецкий государственный технический университет"	1,33	1,40	1,26	1,11	1,22
СЦТ Липецк					
ФКУ "ЦХиСО УМВД России по Липецкой области"	4,97	5,28	5,07	4,59	5,41
ФГБОУ ВО "Липецкий государственный технический университет"	13,10	13,15	11,26	13,65	14,57
Елецкая ТЭЦ					
ОАО «Гидропривод»	2,70	3,73	2,92	3,57	4,14
ИП Антонов Н.А.	1,12	1,43	1,11	1,10	1,37
ИП Агеева Е.В.	1,04	1,36	0,94	1,21	1,18
ОСП АО «Гандер»	1,21	1,24	1,24	1,10	1,38
ЕТС Квартальная котельная ЮВЖД					
ОАО «РЖД»	1,69	1,77	1,66	1,54	1,81
Данковская ТЭЦ					
ГОАПОУ ДАПТ	1,71	0,00	0,00	0,00	0,00
ООО «ТНК Силма»	0,77	0,78	0,78	0,80	0,89
МАУ ДО ДЮСШ	1,47	1,62	1,54	1,30	1,50
МБОУ Лицей № 6	0,36	0,86	0,78	0,75	0,95
МБОУ Лицей № 4	1,60	1,09	1,00	0,90	1,14
ул. Островского, уч. 28/2					
ГОАПОУ ДАПТ	0,00	2,09	1,99	1,71	2,07

Наименование	2017	2018	2019	2020	2021
с. Плеханово (ОКУ ЛОШНБ)					
ГУЗ "Липецкая областная психоневрологическая больница"	4,48	4,80	4,27	3,82	3,82
Сан. "Лесная сказка"					
ОГБУ "Реабилитационно-оздоровительный центр "Лесная сказка"	1,95	2,03	1,94	1,68	1,99
Энергетический комплекс ул. М. Расковой					
ОАО "РЖД"	1,74	2,23	1,95	1,83	2,02
ГОБПОУ СПО "Грязинский технический колледж"	1,12	1,24	1,20	1,10	1,20
Котельная ГПТУ-14					
ГОБПОУ СПО "Грязинский технический колледж"	0,42	0,48	0,51	0,47	0,53
ВСЕГО	185,79	221,34	159,15	105,99	119,45

5.2 Динамика потребления топлива в Липецкой области за прошедший пятилетний период.

В таблице 83 приведена информация о динамике и структуре потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по видам топлива и теплоснабжающим компаниям.

Таблица 83 – Динамика и структура потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг., тыс. т.у.т.

Параметр	2017	2018	2019	2020	2021
ПАО "Квадра"	1 070,4	1 038,1	936,4	910,2	1 040,1
Природный газ	1 036,6	1 009,1	919,7	884,9	1 007,4
Доменный газ	33,7	28,9	16,6	25,2	32,6
Мазут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Дизельное топливо*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
АО "ЛГЭК"	46,9	47,3	43,4	40,7	45,8
Природный газ	46,9	47,3	43,4	40,7	45,8
Прочие теплоснабжающие компании	13,8	15,9	13,5	10,9	13,8
Природный газ	13,8	15,9	13,5	10,9	13,8
ВСЕГО	1 131,1	1 101,2	993,3	961,8	1 099,6
То же в %					
ПАО "Квадра"	94,6%	94,3%	94,3%	94,6%	94,6%
АО "ЛГЭК"	4,2%	4,3%	4,4%	4,2%	4,2%
Прочие теплоснабжающие компании	1,2%	1,4%	1,4%	1,1%	1,3%

*доля потребления в общем топливном балансе крайне мала.

В таблице 84 и на рисунке 37 приведена информация о динамике и структуре совокупного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по видам топлива.

Таблица 84 – Динамика и структура совокупного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг., тыс. т.у.т.

Параметр	2017	2018	2019	2020	2021
Природный газ	1 097,3	1 072,3	976,6	936,5	1 066,9
Доменный газ	33,7	28,9	16,6	25,2	32,6
Мазут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Дизельное топливо*	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	1 131,1	1 101,2	993,3	961,8	1 099,6

*доля потребления в общем топливном балансе крайне мала.

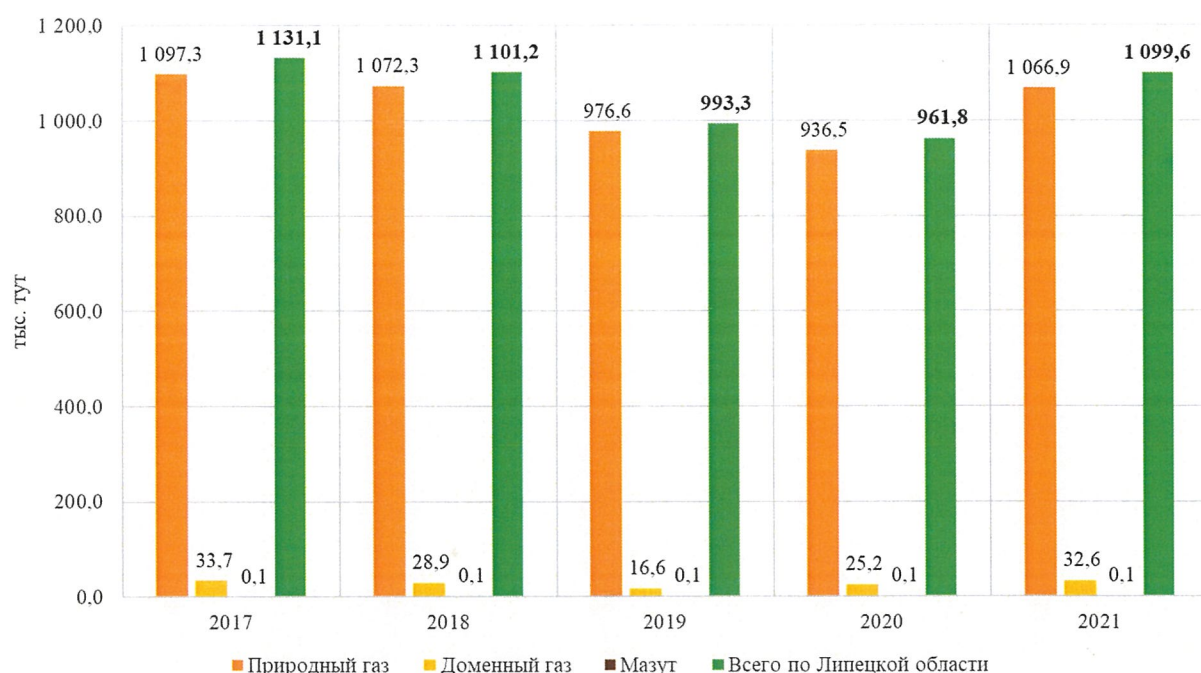


Рисунок 37 – Динамика и структура совокупного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг.

В таблице 85 и на рисунке 38 приведена информация о динамике потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» за 2017–2021 гг. в разбивке по видам топлива.

Таблица 85 – Динамика потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» за 2017–2021 гг. в разбивке по видам топлива, тыс. т.у.т.

Параметр	2017	2018	2019	2020	2021
Природный газ	1 036,6	1 009,1	919,7	884,9	1 007,4
Доменный газ	33,7	28,9	16,6	25,2	32,6
Мазут	0,0592	0,0801	0,0913	0,0846	0,0846
Дизельное топливо	0,0044	0,0022	0,0019	0,0014	0,0014
ВСЕГО	1 070,4	1 038,1	936,4	910,2	1 040,1
То же в %					
Природный газ	96,8%	97,2%	98,2%	97,2%	96,9%
Доменный газ	3,2%	2,8%	1,8%	2,8%	3,1%
Мазут	0,0055%	0,0077%	0,0098%	0,0093%	0,0081%
Дизельное топливо	0,0004%	0,0002%	0,0002%	0,0002%	0,0001%

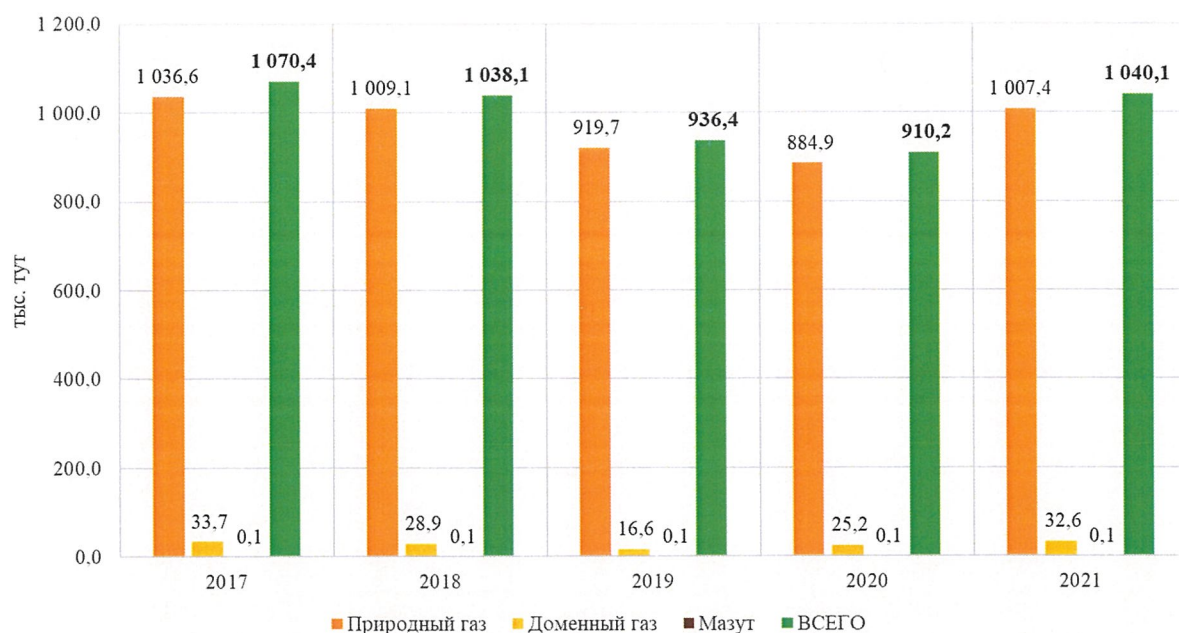


Рисунок 38 – Динамика потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» за 2017–2021 гг. в разбивке по видам топлива

В таблице 86 и на рисунке 39 приведена информация о динамике потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» за 2017–2021 гг.

Таблица 86 – Динамика потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» за 2017–2021 гг., тыс. т.у.т.

Объект	2017	2018	2019	2020	2021
ТЭЦ	641,0	599,9	539,8	532,7	632,8
Липецкая ТЭЦ-2	501,2	501,8	448,6	453,1	552,7
Елецкая ТЭЦ	108,4	68,3	63,6	53,0	52,6
Данковская ТЭЦ	31,4	29,8	27,6	26,6	27,4
Котельные	429,4	438,2	396,6	377,5	407,3
ВСЕГО	1 070,4	1 038,1	936,4	910,2	1 040,1
То же в %					
ТЭЦ	59,9%	57,8%	57,6%	58,5%	60,8%
Липецкая ТЭЦ-2	46,8%	48,3%	47,9%	49,8%	53,1%
Елецкая ТЭЦ	10,1%	6,6%	6,8%	5,8%	5,1%
Данковская ТЭЦ	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,6%
Котельные	40,1%	42,2%	42,4%	41,5%	39,2%

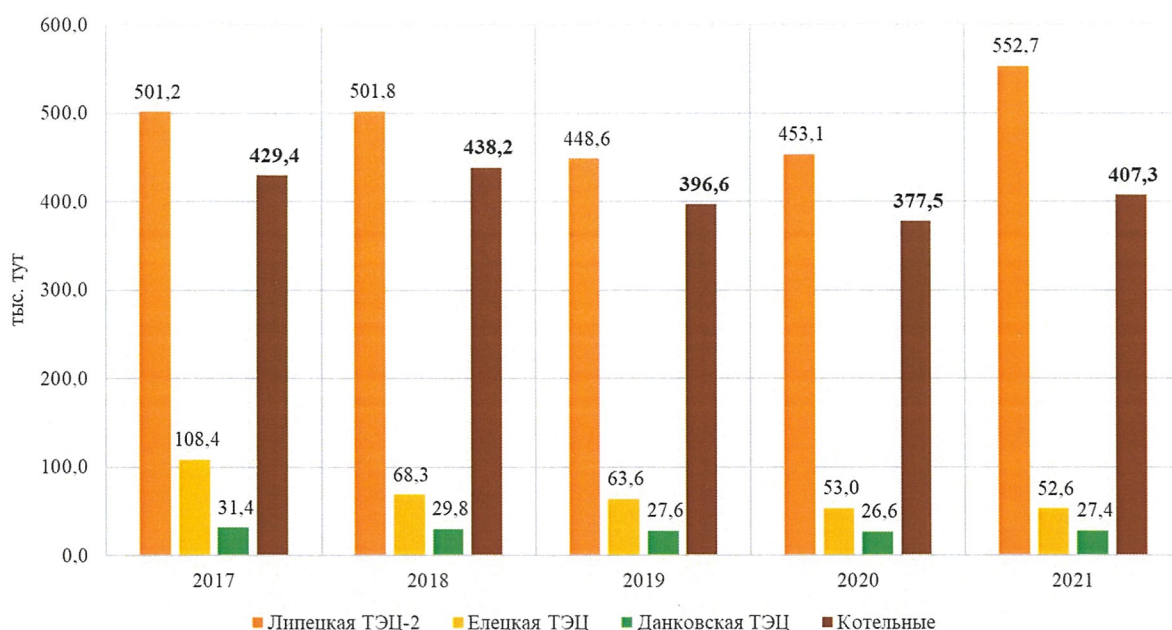


Рисунок 39 – Динамика потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» за 2017–2021 гг.

В таблице 87 представлены данные по потреблению топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по типу источников тепловой генерации.

Таблица 87 – Потребление топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2017–2021 гг. в разбивке по типу источников, тыс. т.у.т.

Параметр	2017	2018	2019	2020	2021
ТЭЦ	641,0	599,9	539,8	532,7	632,8
Котельные	490,1	501,3	453,5	429,1	466,8
ВСЕГО	1 131,1	1 101,2	993,3	961,8	1 099,6
То же в %					
ТЭЦ	56,7%	54,5%	54,3%	55,4%	57,5%
Котельные	43,3%	45,5%	45,7%	44,6%	42,5%

5.3 Прогноз потребления тепловой энергии в Липецкой области до 2027 года

В таблице 88, а также на рисунке 40 представлена информация о структуре потребления тепловой энергии в Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по основным группам потребителей.

Таблица 88 – Потребление тепловой энергии основными группами потребителей Липецкой области на 2022–2027 гг., тыс. Гкал

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Население	2 599,6	2 622,2	2 632,5	2 632,5	2 632,5	2 632,5
Бюджетные организации	462,1	463,7	465,1	465,1	465,1	465,1
Промышленные потребители	151,5	151,5	152,2	152,2	152,2	152,2
Прочие	353,1	353,6	354,7	354,7	354,7	354,7
ВСЕГО	3 566,3	3 590,9	3 604,4	3 604,4	3 604,4	3 604,4
то же в %						
Население	72,9%	73,0%	73,0%	73,0%	73,0%	73,0%

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Бюджетные организации	13,0%	12,9%	12,9%	12,9%	12,9%	12,9%
Промышленные потребители	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
Прочие	9,9%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%	9,8%

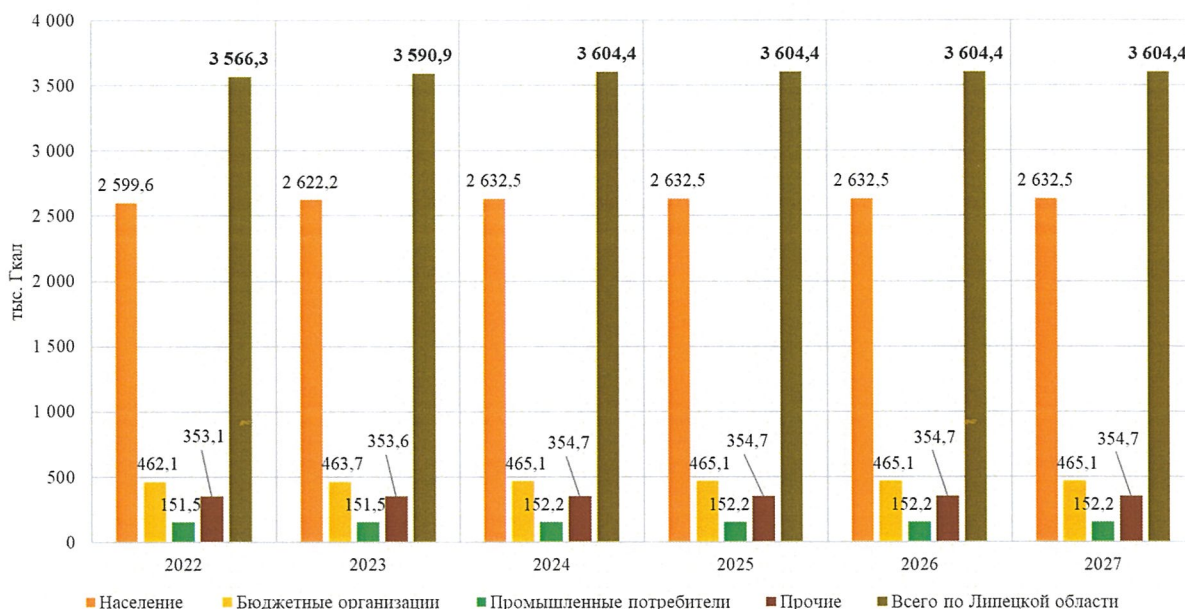


Рисунок 40 – Потребление тепловой энергии в Липецкой области по основным группам потребителей на 2022–2027 гг.

В таблице 89, а также на рисунке 41 представлена информация о структуре потребления (отпуска) тепловой энергии в Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям.

Таблица 89 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям, тыс. Гкал

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПАО "Квадра"	3 336,3	3 361,0	3 374,4	3 374,4	3 374,4	3 374,4
Население	2 447,6	2 470,2	2 480,5	2 480,5	2 480,5	2 480,5
Бюджетные организации	427,8	429,4	430,7	430,7	430,7	430,7
Промышленные потребители	151,5	151,5	152,2	152,2	152,2	152,2
Прочие	309,4	309,8	311,0	311,0	311,0	311,0
АО "ЛГЭК"	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0	176,0
Население	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0	119,0
Бюджетные организации	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0	31,0
Промышленные потребители	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0	26,0
Прочие теплоснабжающие компании	53,9	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0
Население	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0	33,0
Бюджетные организации	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3	3,3
Промышленные потребители	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Прочие	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
ВСЕГО	3 566,3	3 590,9	3 604,4	3 604,4	3 604,4	3 604,4

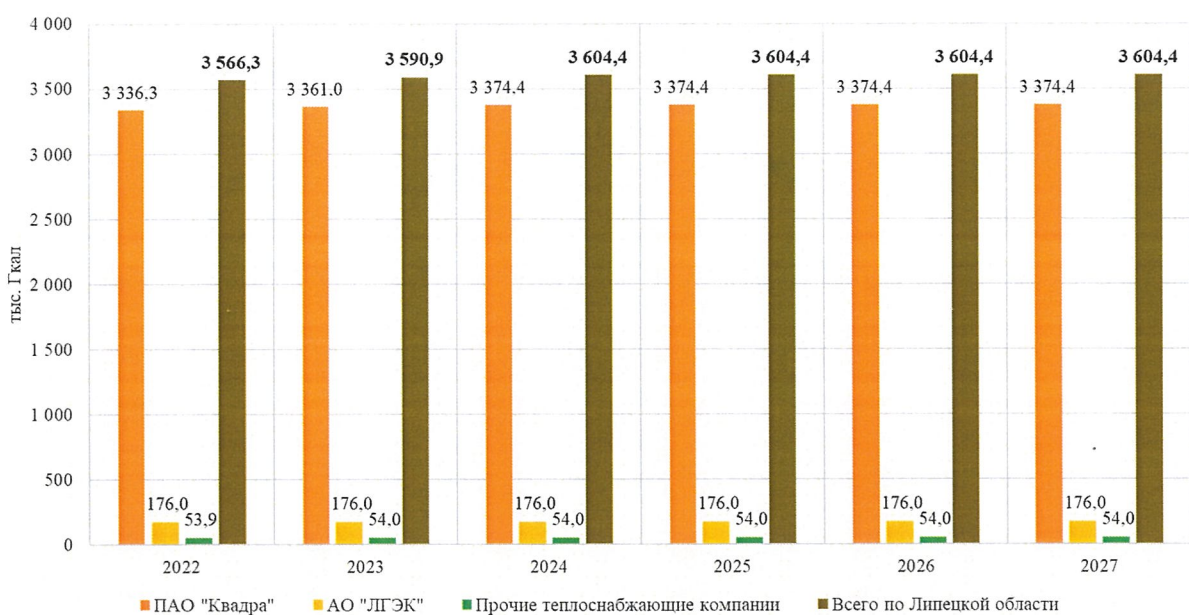


Рисунок 41 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области за 2022–2027 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям

В таблице 90 представлена информация об отпуске тепловой энергии в Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям в относительном выражении.

Таблица 90 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по теплоснабжающим компаниям

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПАО "Квадра"	93,6%	93,6%	93,6%	93,6%	93,6%	93,6%
АО "ЛГЭК"	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%
Прочие теплоснабжающие компании	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%

В таблице 91, а также на рисунке 42 представлена информация о структуре потребления (отпуска) тепловой энергии в Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по типу источников тепловой энергии.

Таблица 91 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по типу источников тепловой энергии, тыс. Гкал

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ТЭЦ	1 133,1	1 140,9	1 145,4	1 145,4	1 145,4	1 145,4
Котельные	2 433,2	2 450,0	2 459,0	2 459,0	2 459,0	2 459,0
ВСЕГО	3 566,3	3 590,9	3 604,4	3 604,4	3 604,4	3 604,4
то же в %						
ТЭЦ	31,8%	31,8%	31,8%	31,8%	31,8%	31,8%
Котельные	68,2%	68,2%	68,2%	68,2%	68,2%	68,2%

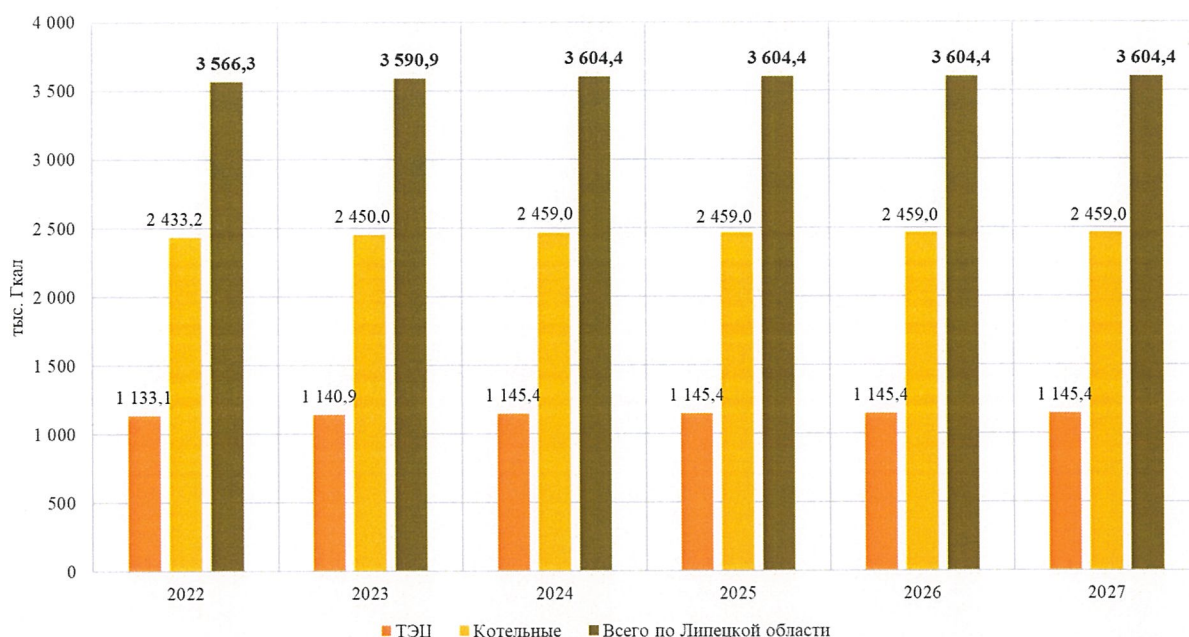


Рисунок 42 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по типу источников тепловой энергии

В таблице 92, а также на рисунке 43 представлена информация о структуре потребления (отпуска) тепловой энергии в Липецкой области на 2022–2027 гг. для ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация».

Таблица 92 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. для ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация», тыс. Гкал

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПАО "Квадра"	3 336,3	3 361,0	3 374,4	3 374,4	3 374,4	3 374,4
Липецкая ТЭЦ-2	888,5	895,8	899,7	899,7	899,7	899,7
Елецкая ТЭЦ	164,7	165,2	165,7	165,7	165,7	165,7
Данковская ТЭЦ	79,8	79,9	79,9	79,9	79,9	79,9
Энергетический комплекс, г. Грязи	47,0	47,0	47,2	47,2	47,2	47,2
Котельные г. Липецк и Липецкой области	2 156,2	2 173,1	2 181,9	2 181,9	2 181,9	2 181,9

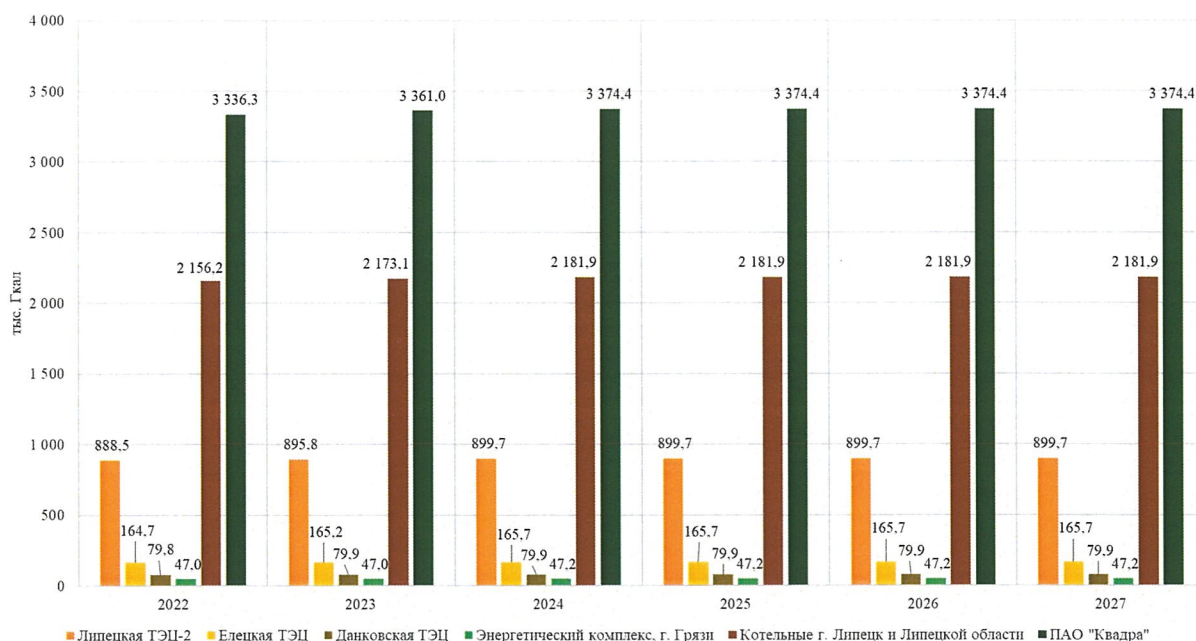


Рисунок 43 – Потребление (отпуск) тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. для ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»

В таблице 93, а также на рисунке 44 представлена информация о потреблении тепловой энергии в разбивке по субъектам территориального деления Липецкой области на 2022–2027 гг.

Таблица 93 – Потребление тепловой энергии субъектами территориального деления Липецкой области на 2022–2027 гг., тыс. Гкал

Наименование	2022	2023	2024	2025	2026	2027
г. Грязи	130,1	130,6	131,0	131,0	131,0	131,0
г. Данков	84,2	84,2	84,3	84,3	84,3	84,3
г. Елец	345,1	345,6	346,9	346,9	346,9	346,9
г. Задонск	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Липецк	2 951,6	2 973,8	2 985,8	2 985,8	2 985,8	2 985,8
г. Лебедянь	27,3	28,7	28,4	28,4	28,4	28,4
г. Усмань	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
г. Чаплыгин	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Грязинский район	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Добровский район	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Елецкий район	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Задонский район	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Липецкий район	15,2	15,2	15,3	15,3	15,3	15,3
Лев-Голстовский район	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Становлянский район	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Тербунский район	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Усманский район	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Хлевенский район	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	3 566,3	3 590,9	3 604,4	3 604,4	3 604,4	3 604,4

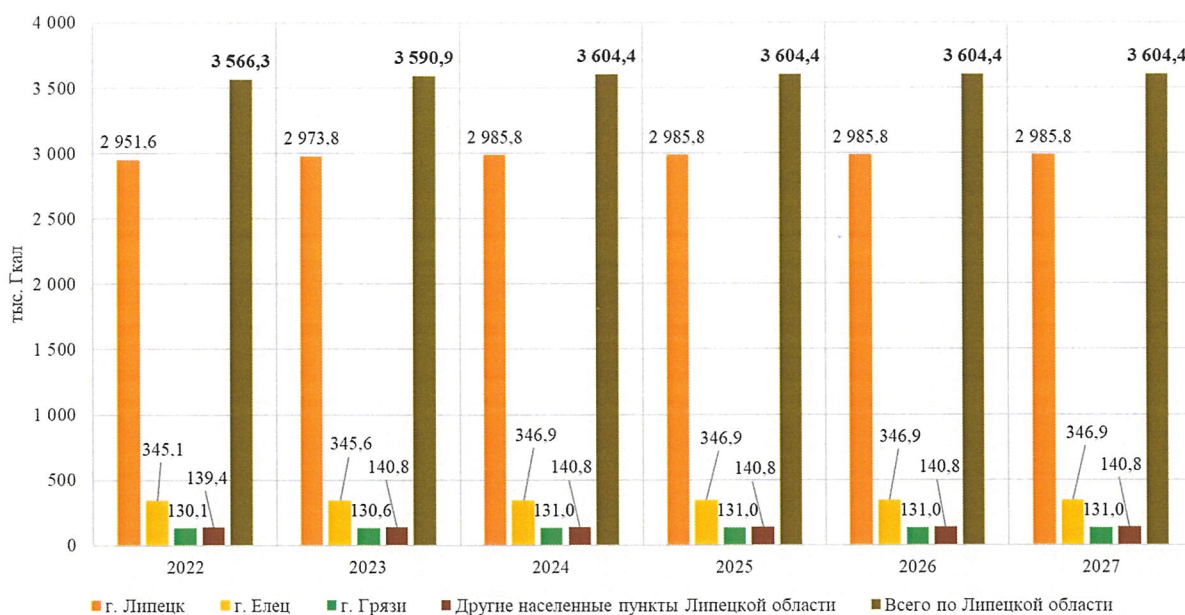


Рисунок 44 – Потребление тепловой энергии субъектами территориального деления Липецкой области на 2022–2027 гг.

5.4 Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Липецкой области в топливе до 2027 года

В таблице 94 приведена информация о динамике и структуре потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по видам топлива и теплоснабжающим компаниям.

Таблица 94 – Динамика и структура потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг., тыс. т.у.т.

Параметр	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ПАО "Квадра"	962,7	954,5	957,2	957,2	957,2	957,2
Природный газ	957,1	954,5	957,1	957,1	957,1	957,1
Доменный газ	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Мазут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Дизельное топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
АО "ЛГЭК"	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Природный газ	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7	45,7
Прочие теплоснабжающие компании	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
Природный газ	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
ВСЕГО	1 023,1	1 014,9	1 017,6	1 017,6	1 017,6	1 017,6
То же в %						
ПАО "Квадра"	94,1%	94,0%	94,1%	94,1%	94,1%	94,1%
АО "ЛГЭК"	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%	4,5%
Прочие теплоснабжающие компании	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%

В таблице 95 и на рисунке 45 приведена информация о динамике и структуре совокупного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по видам топлива.

Таблица 95 – Динамика и структура совокупного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг., тыс. т.у.т.

Параметр	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Природный газ	1 017,5	1 014,9	1 017,5	1 017,5	1 017,5	1 017,5
Доменный газ	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Мазут	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
Дизельное топливо	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
ВСЕГО	1 023,1	1 014,9	1 017,6	1 017,6	1 017,6	1 017,6

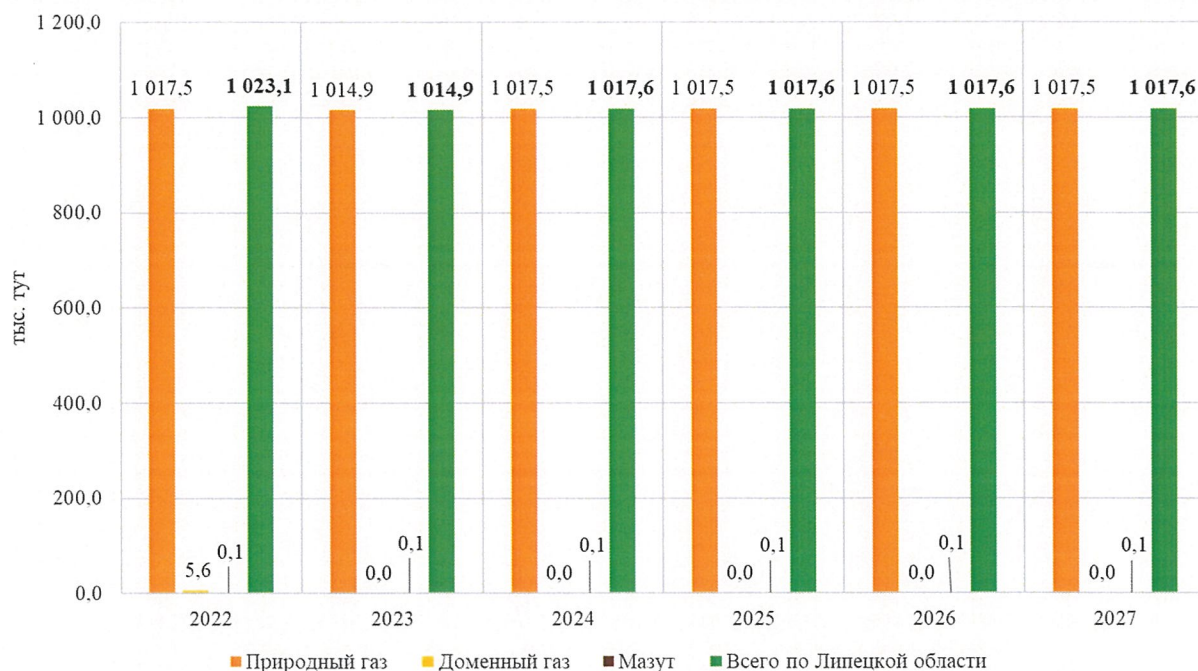


Рисунок 45 – Динамика и структура совокупного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг.

В таблице 96 и на рисунке 46 приведена информация о динамике потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» на 2022–2027 гг. в разбивке по видам топлива. Необходимо отметить, что на перспективу до 2027 года предполагается, что практически 100% в топливном балансе будет приходиться на природный газ.

Таблица 96 – Динамика потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» на 2022–2027 гг. в разбивке по видам топлива, тыс. т.у.т.

Параметр	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Природный газ	957,1	954,5	957,1	957,1	957,1	957,1
Доменный газ	5,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Мазут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Дизельное топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ВСЕГО	962,7	954,5	957,2	957,2	957,2	957,2
То же в %						
Природный газ	99,4%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Доменный газ	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Мазут	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Дизельное топливо	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%



Рисунок 46 – Динамика потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» на 2022–2027 гг. в разбивке по видам топлива

В таблице 97 и на рисунке 47 приведена информация о динамике потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» на 2022–2027 гг.

Таблица 97 – Динамика потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» на 2022–2027 гг., тыс. т.у.т.

Объект	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ТЭЦ	583,3	573,6	575,2	575,2	575,2	575,2
Липецкая ТЭЦ-2	505,3	506,2	507,6	507,6	507,6	507,6
Елецкая ТЭЦ	50,3	39,7	39,9	39,9	39,9	39,9
Данковская ТЭЦ	27,7	27,7	27,8	27,8	27,8	27,8
Котельные	379,4	380,9	382,0	382,0	382,0	382,0
ВСЕГО	962,7	954,5	957,2	957,2	957,2	957,2
То же в %						
ТЭЦ	60,6%	60,1%	60,1%	60,1%	60,1%	60,1%
Липецкая ТЭЦ-2	52,5%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%	53,0%
Елецкая ТЭЦ	5,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
Данковская ТЭЦ	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%	2,9%
Котельные	39,4%	39,9%	39,9%	39,9%	39,9%	39,9%

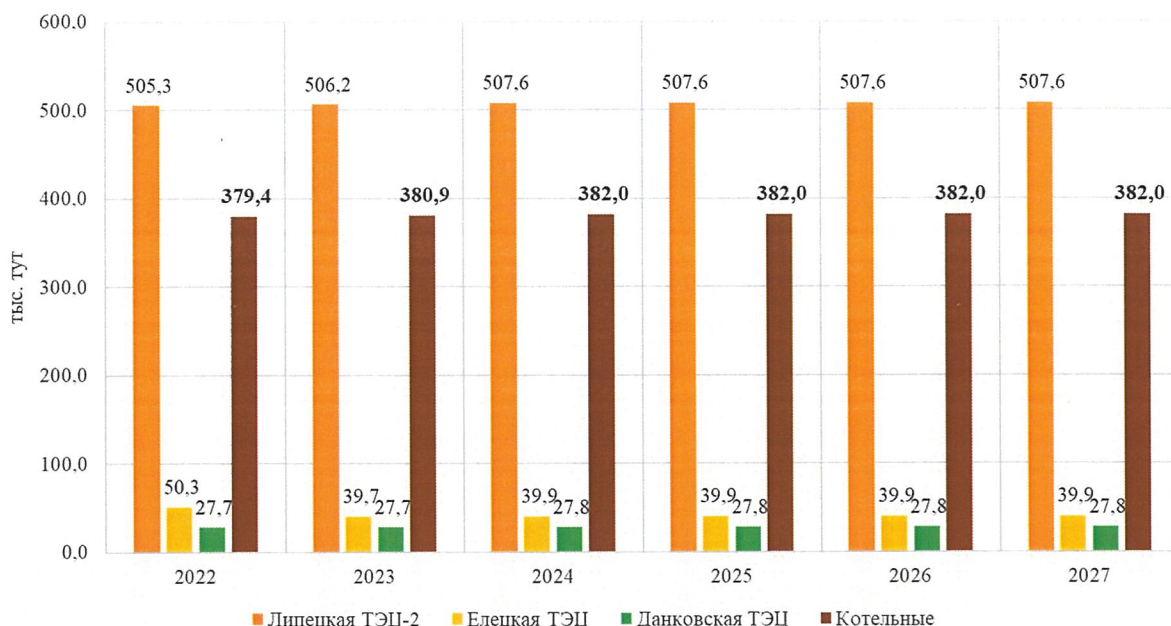


Рисунок 47 – Динамика потребления топлива источниками тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» на 2022–2027 гг.

В таблице 98 представлены данные по потреблению топлива источниками тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по типу источников тепловой генерации.

Таблица 98 – Потребление топлива источниками тепловой энергии Липецкой области на 2022–2027 гг. в разбивке по типу источников, тыс. т.у.т.

Параметр	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ТЭЦ	583,3	573,6	575,2	575,2	575,2	575,2
Котельные	439,8	441,3	442,4	442,4	442,4	442,4
ВСЕГО	1 023,1	1 014,9	1 017,6	1 017,6	1 017,6	1 017,6
То же в %						
ТЭЦ	57,0%	56,5%	56,5%	56,5%	56,5%	56,5%
Котельные	43,0%	43,5%	43,5%	43,5%	43,5%	43,5%

5.5 Прогноз развития теплосетевого хозяйства Липецкой области.

Прогноз развития теплосетевого хозяйства представлен на базе актуализированной инвестиционной программы ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» по состоянию на 2021 год в таблице 99.

Таблица 99 – Основные мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» до 2027 года

№	Наименование	Год начала	Год окончания
1	Строительство участков тепловых сетей для подключения новых объектов капитального строительства к системе теплоснабжения с тепловой нагрузкой до 1,5 Гкал/час.	2019	2023
2	Строительство тепловой сети по ул. 9 Мая, между ТК 2-28-3 и ТК 1-6 (ЛТС)	2022	2023
3	Реконструкция теплосети по ул. Юбилейная от ТК 2-	2022	2023

№	Наименование	Год начала	Год окончания
	20-3 до ТК 2-26-4 (ТС ЕТЭЦ)		
4	Реконструкция теплосети от ТК 2–19 до ТК 2–22 по ул. Костенко (ТС ЕТЭЦ)	2021	2025
5	Техпереворужение трубопроводов теплосети на микрорайон №1 от УТ1-36 ул. Чапаева до УТ1-33 пер. Спортивный (ТС ДТЭЦ)	2022	2023
6	Техпереворужение трубопроводов теплосети на микрорайон №1 от УТ1-31 ул. 8 Марта до УТ1-23 пер. Спортивный (ТС ДТЭЦ)	2020	2023
7	Техпереворужение участка тепловой сети на микрорайон №1 от опуска в землю на территории ПП ДТЭЦ до УТ1-7 ул. Мичурина 2Ø530 мм, L=0.753 км (ТС ДТЭЦ)	2021	2024
8	Техпереворужение тепловых сетей с восстановлением тепловой изоляции (ЛТС)	2020	2023
9	Техническое перевооружение теплотрассы от ТК6-5 до ТК6-7 по ул. Катукова (ЛТС)	2021	2023
10	Техническое перевооружение тепломагистрали №4 по ул. Московская от ТК 4–24 до ТК 4–30, (ЛТС)	2022	2023
11	Техническое перевооружение тепломагистрали по ул. Гагарина- Космонавтов от тк 2–26 до тк 1–74, (ЛТС)	2022	2023
12	Техническое перевооружение тепломагистрали №5 по ул. Неделина- Циолковского от ТК 5-40а до ТК 1–63 (ЛТС)	2022	2023
13	Техническое перевооружение тепломагистрали по ул. Парковая, 3 ввод до ТК 2-48-2, ул. Парковая, 13, 15 ввод до ТК 2-42-1, по ул. Суворова,16,18 от ТК 2-56 до ТК 2-56-1, по ул. Лазарева,12 от ТК 2-7 до ТК 2-7-4, по ул. Невского от ТК 2-54 до ТК 2-55 (ЛТС)	2022	2023
14	Техническое перевооружение тепломагистрали по ул. Калинина от ТК 3-4-1 и до ТК 3-4-5, от ТК 3-4-1 до здания «Липецкий Гипромез» (ЛТС)	2022	2023
15	Техническое перевооружение тепломагистрали по ул. К. Маркса от ТК 3-8-5 до ТК 3-8-7 (ЛТС)	2022	2023
16	Техническое перевооружение тепловой магистрали №4 с заменой трехтрубной прокладки на двухтрубную от выходного коллектора ЛТЭЦ-2 до ВУ 4-3	2022	2024
17	Техническое перевооружение теплотрассы от ТК6-14 до ТК6-8по ул. Меркулова (ЛТС)	2022	2023
18	Техпереворужение котельной по ул. Семашко с заменой котла №2 КВЖ-8,12-115Г на котел ТГ-100-01 с автоматизацией	2022	2023
19	Техпереворужение Привокзальной котельной с увеличением установленной мощности (ЛТС)	2022	2023

По состоянию на 2021 год по Елецкой ТЭЦ-2 ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» запланировано:

- 26.01.2021 вывод из эксплуатации и консервация ТГ-5 (ПТ-12/13-3,4/1,0-1,0), ГТ-1 (ГТЭ-20С), ГТ-2 (ГТЭ-20С).

На горизонте выполнения настоящей работы (до 2027 года) по АО «ЛГЭК» запланированные мероприятия (согласно схеме теплоснабжения) представлены в таблице 100.

Таблица 100 – Основные мероприятия по строительству новых источников тепловой энергии АО «ЛГЭК»

№	Наименование котельной	Наименование объекта	Год реализации мероприятия
1	Центролит	Строительство БМК на площадке ЦТП "Детская. 15а". Ликвидация существующей теплотрассы на поселок. Перевод юридических лиц-потребителей тепловой энергии котельной Центролит на индивидуальное теплоснабжение.	2025
2	поселок Дачный	Строительство БМК на месте ЦТП №2, перевод 1 жилого дома на индивидуальное отопление.	2025
3	Ул. Механизаторов, 21	Строительство БМК взамен существующей, подвальной котельной.	2022
4	«Свободный сокол»	Строительство новой котельной взамен существующих 3-х котельных в зоне завода «Свободный сокол»	2024
5	Строительство новой котельной в РЭТД 48:20:0028409 №2 установленной мощностью 35 МВт, номер источника по порядку №41	Строительство новой БМК для перспективной застройки	2024

Строительства источников тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения перспективных тепловых нагрузок при текущей актуализации схемы теплоснабжения не предусматривается.

6 Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям

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

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

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

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
- возможность активного участия в работе сети потребителей;
- устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
- обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;
- интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг на рынках, в частности для электротранспорта.

В рассматриваемый период с 2022 по 2027 годы на сетях Липецкэнерго планируется создание «цифровой» подстанции с применением оборудования РЗА и телемеханики, поддерживающего стандарт МЭК 61850, с организацией станционной шины и шины процесса. В качестве пилотного проекта выбрана реконструируемая ПС 110/35/10 кВ Лебединь.

Реконструкция ПС 110 кВ Лебединь с выполнением системы релейной защиты и автоматики на базе современных микропроцессорных устройств приведет к построению внутриобъектовых связей в РУ 110/35 кВ в соответствии с требованиями стандарта МЭК 61850 для повышения надежности эксплуатации объекта за счет: отказа от электромеханических устройств и применения цифровых устройств системы сбора и передачи информации и РЗА одного информационного

стандарта МЭК 61850 и унифицированного программного обеспечения, сокращения кабельных связей за счет применения многофункциональных устройств с виртуальной конфигурацией функций и использования горизонтальных связей (GOOSE, MMS) МЭК 61850, использования устройств промышленного Ethernet с высоким уровнем электромагнитной защиты, стандартных коммуникаций по протоколу TCP-IP, мониторинга и диагностики неисправностей устройств средствами ССПИ и РЗА с предупредительной и аварийной сигнализацией.

Применение оборудования РЗА и ТЛМ с поддержкой МЭК 61850 позволит обеспечить:

- снижение трудозатрат на поиск неисправностей в системе РЗА (за счет предусмотренного стандартом МЭК 61850 функционала по самодиагностике оборудования и каналов передачи данных);
- упрощение конфигурирования и настройки оборудования РЗА и ССПИ за счет применения специализированного программного обеспечения;
- обеспечение функциональной совместимости и взаимозаменяемости оборудования различных производителей за счет стандартизации протоколов передачи данных и жестких требований по совместимости оборудования.

На рисунке 48 изображена структурная схема передачи данных между подстанцией, центром управления сетями Липецкэнерго и Липецким РДУ.

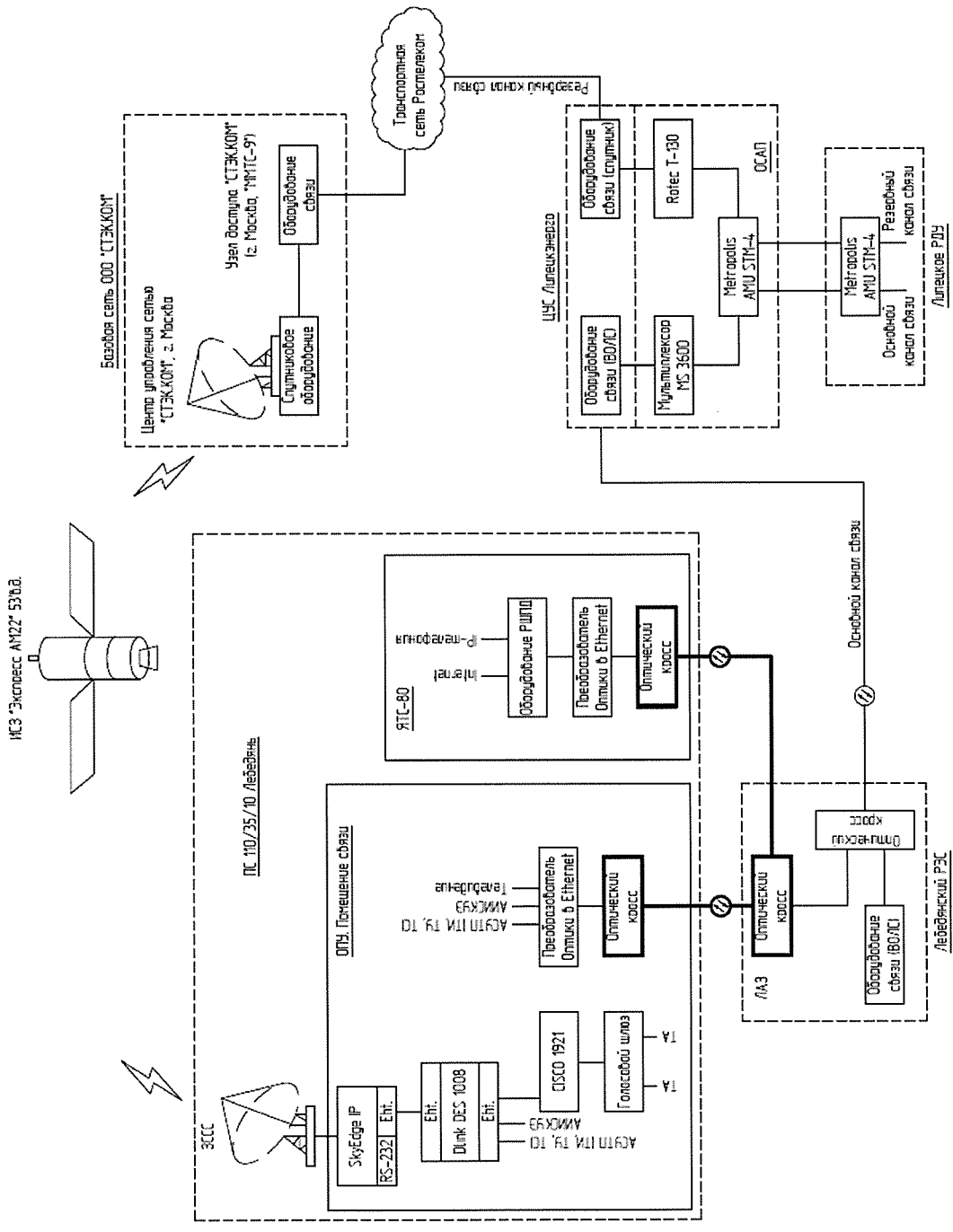
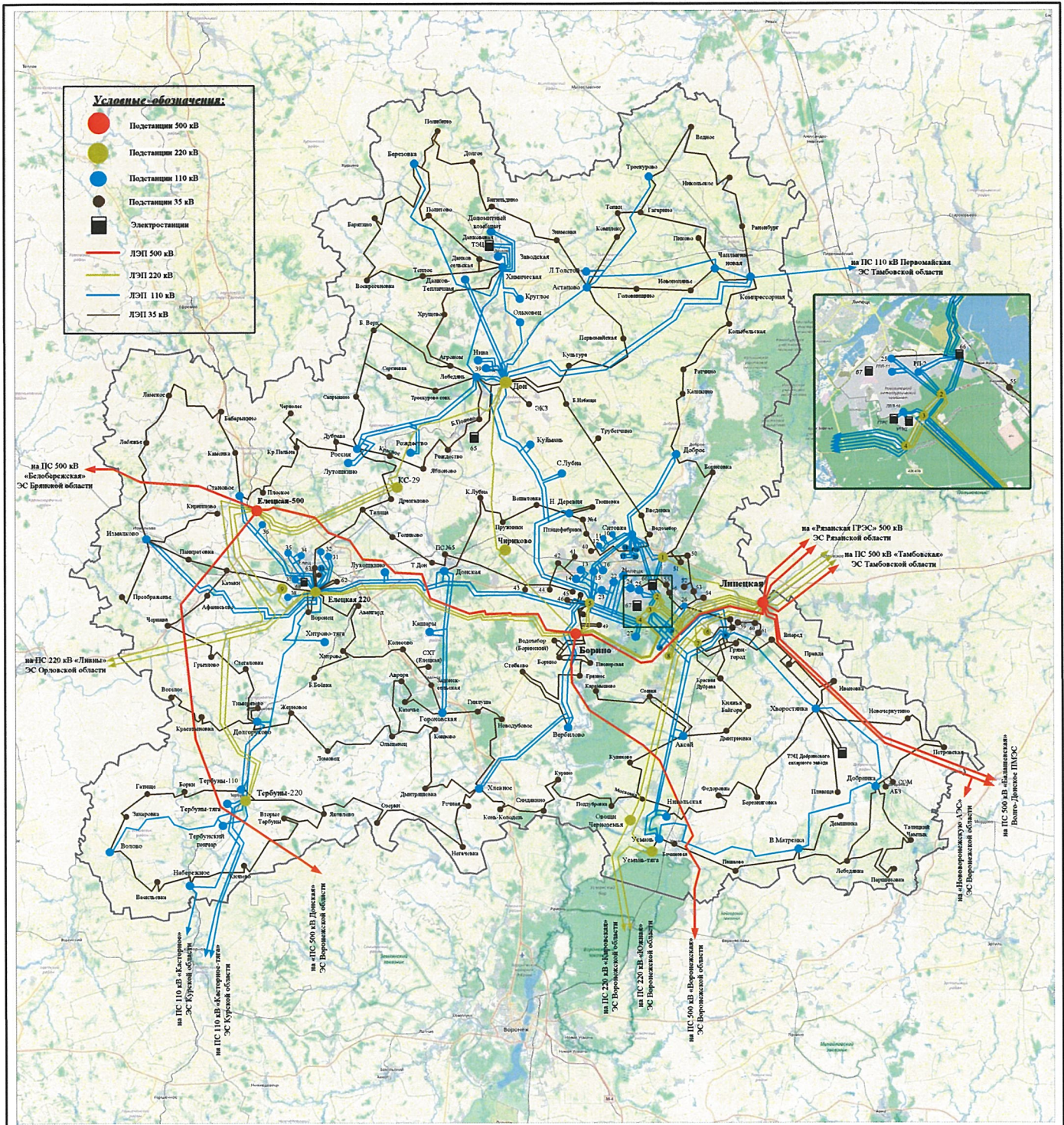


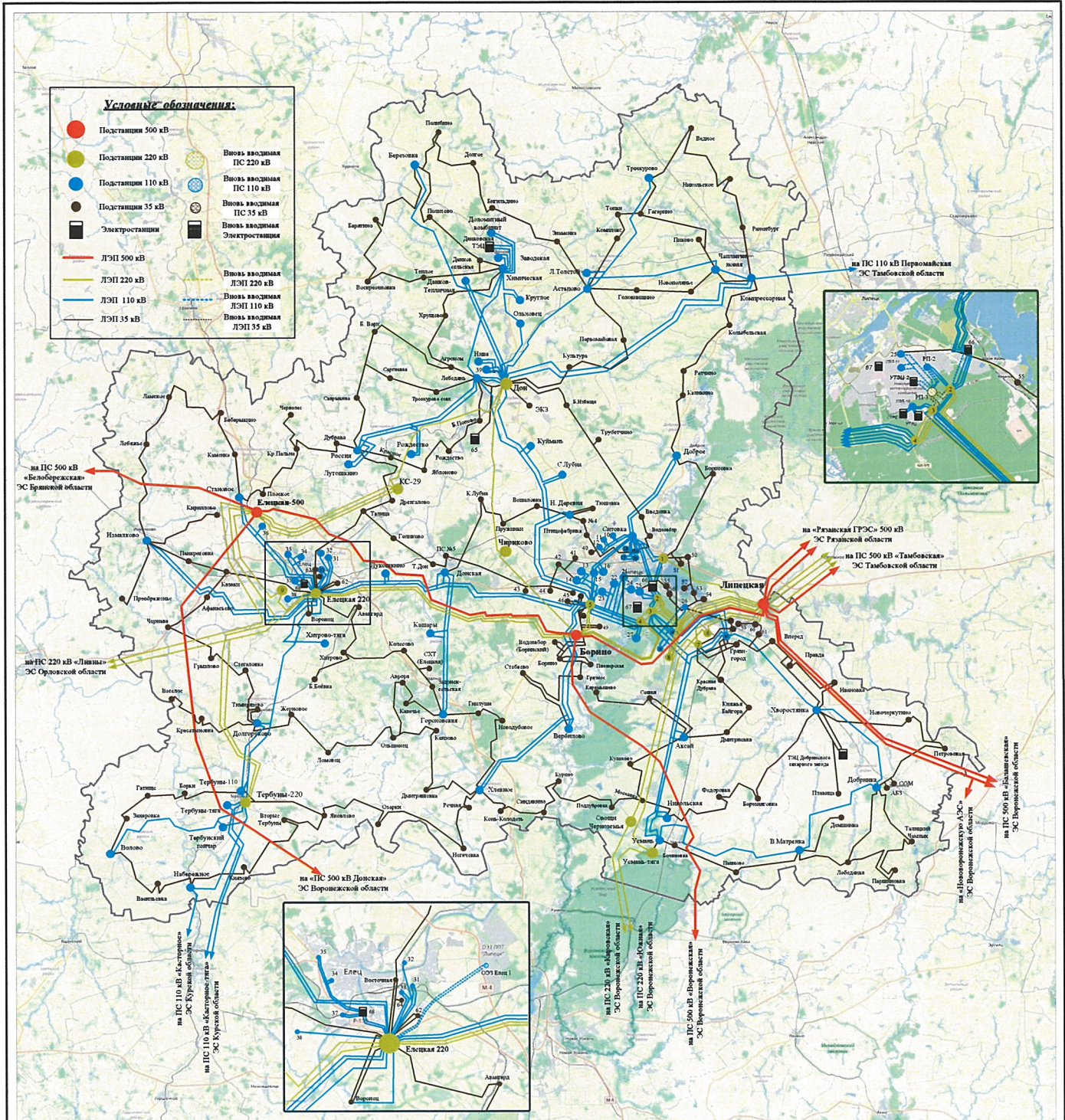
Рисунок 48 – Структурная схема каналов передачи данных ПС 110 кВ Лебединь – Лебедянский РЭС – ЦУС Липецкэнерго – Липецкое РДУ

Приложение А
Карта-схема электрических сетей 35 кВ, 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на 2022 год



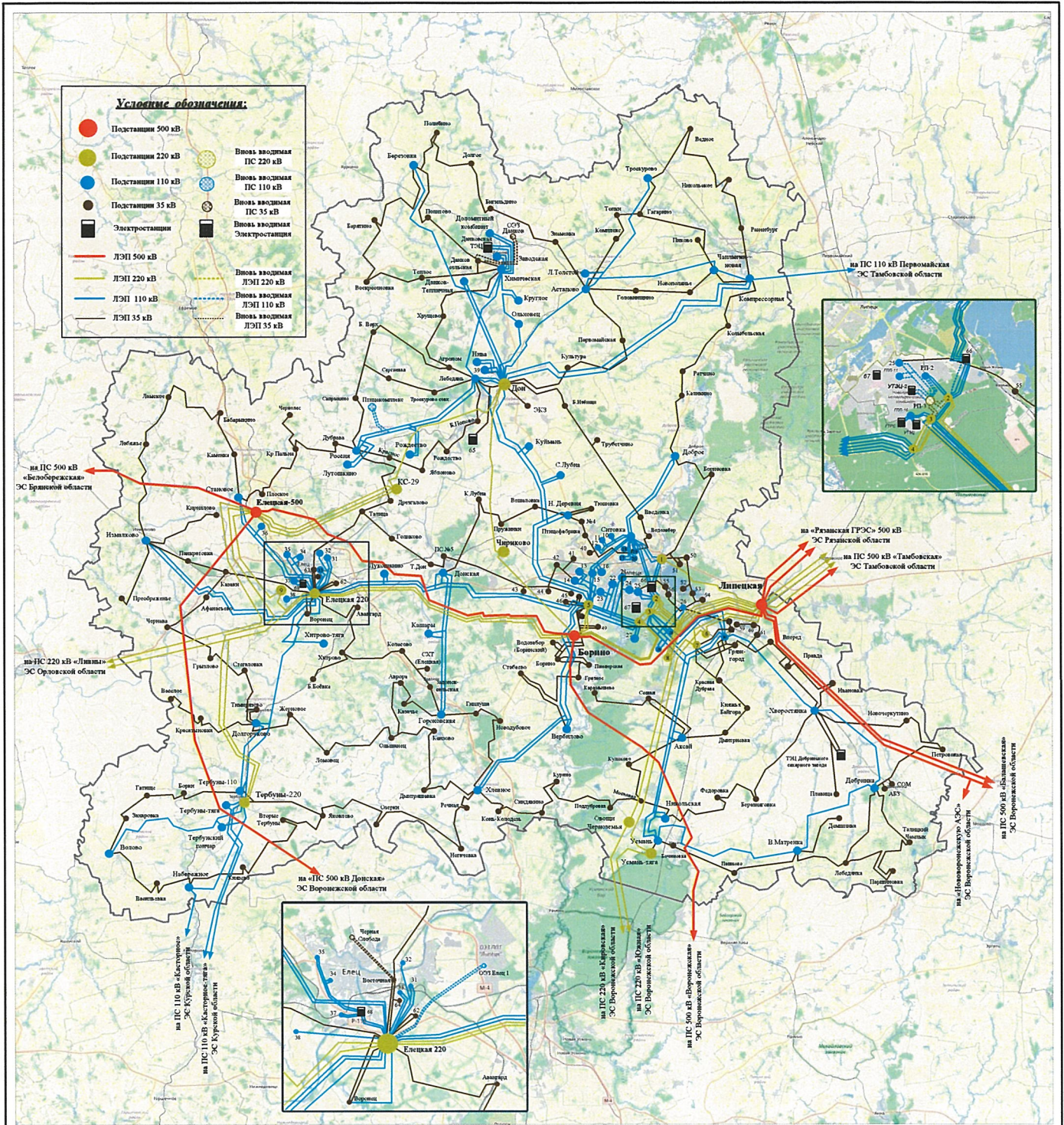
Перечень ПС 220 кВ:	Перечень ПС 110 кВ:	Перечень ПС 35 кВ:	Перечень ТЭЦ:
1 - ПС 220 кВ Сокол	10 - ПС 110 кВ Тепличная	24 - ПС 110 кВ Манжская	65 - Лебедянский сахарный завод
2 - ПС 220 кВ Металлургическая	11 - ПС 110 кВ Трубиня-1	25 - ПС 110 кВ ГТПШ-3	66 - Липецкая ТЭЦ-2
3 - ПС 220 кВ Северная	12 - ПС 110 кВ Трубиня-2	26 - ПС 110 кВ Казинка	67 - ТЭЦ НЛМК
4 - ПС 220 кВ Новая	13 - ПС 110 кВ Университетская	27 - ПС 110 кВ ГТПШ-2	68 - Елецкая ТЭЦ
5 - ПС 220 кВ Правобережная	14 - ПС 110 кВ Центролит	28 - ПС 110 кВ Диуречки	
6 - ПС 220 кВ Грязи-Орловские	15 - ПС 110 кВ Юго-Западная	29 - ПС 110 кВ ОЭЗ	
7 - ПС 220 кВ Пост-474	16 - ПС 110 кВ Привокзальная	30 - ПС 110 кВ Гидрооборудование	
8 - ПС 220 кВ Казинка	17 - ПС 110 кВ ЛТП	31 - ПС 110 кВ Елец-г/л	
9 - ПС 220 кВ Макс	18 - ПС 110 кВ Цементная	32 - ПС 110 кВ Електром	
	19 - ПС 110 кВ БумПМК	33 - ПС 110 кВ Табах	
	20 - ПС 110 кВ КПД	34 - ПС 110 кВ Западная	
	21 - ПС 110 кВ Южная	35 - ПС 110 кВ Агретная	
	22 - ПС 110 кВ Вугор	36 - ПС 110 кВ Тростное	
	23 - ПС 110 кВ Октябрьская	37 - ПС 110 кВ Крона	
		38 - ПС 110 кВ Аграрная	
		39 - ПС 110 кВ Манжзавод	
		40 - ПС 35 кВ №2	
		41 - ПС 35 кВ Н.Николаевка	54 - ПС 35 кВ Дружба
		42 - ПС 35 кВ Сенино	55 - ПС 35 кВ Матара
		43 - ПС 35 кВ Ч.Дубрава	56 - ПС 35 кВ №1
		44 - ПС 35 кВ №3	57 - ПС 35 кВ Таволжанка
		45 - ПС 35 кВ ЛОЭЗ	58 - ПС 35 кВ ТП №9
		46 - ПС 35 кВ Мескомбинат	59 - ПС 35 кВ СХТ
		47 - ПС 35 кВ Хлебпродукты	60 - ПС 35 кВ Песковатка
		48 - ПС 35 кВ Романово	61 - ПС 35 кВ ГПК
		49 - ПС 35 кВ Троицкая	62 - ПС 35 кВ Солидарность
		50 - ПС 35 кВ Бутырки	63 - ПС 35 кВ Восточная
		51 - ПС 35 кВ Селки	64 - ПС 35 кВ ИТК
		52 - ПС 35 кВ Малей	
		53 - ПС 35 кВ Ярлуково	

Приложение Б
Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на пятилетнюю перспективу до 2027 года (базовый вариант развития)



- | | | | |
|---|---|---|---|
| <p>Перечень ПС 220 кВ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1 - ПС 220 кВ Сокол 2 - ПС 220 кВ Металлургическая 3 - ПС 220 кВ Северная 4 - ПС 220 кВ Новая 5 - ПС 220 кВ Правобережная 6 - ПС 220 кВ Грязь-Орловские 7 - ПС 220 кВ Пост-474 8 - ПС 220 кВ Казинка 9 - ПС 220 кВ Маяк | <p>Перечень ПС 110 кВ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 10 - ПС 110 кВ Тепличная 11 - ПС 110 кВ Трубиная-1 12 - ПС 110 кВ Трубиная-2 13 - ПС 110 кВ Университетская 14 - ПС 110 кВ Центролит 15 - ПС 110 кВ Юно-Западная 16 - ПС 110 кВ Привокзальная 17 - ПС 110 кВ ЛТП 18 - ПС 110 кВ Цементная 19 - ПС 110 кВ БумШПАК 20 - ПС 110 кВ КПД 21 - ПС 110 кВ Южная 22 - ПС 110 кВ Бугор 23 - ПС 110 кВ Октябрьская | <p>Перечень ПС 35 кВ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 24 - ПС 110 кВ Малая 25 - ПС 110 кВ ГПП-3 26 - ПС 110 кВ Казинка 27 - ПС 110 кВ ГПП-2 28 - ПС 110 кВ Давурчки 29 - ПС 110 кВ ОЭЗ 30 - ПС 110 кВ Гидрооборудование 31 - ПС 110 кВ Елец-тяга 32 - ПС 110 кВ Елешпром 33 - ПС 110 кВ Табак 34 - ПС 110 кВ Западная 35 - ПС 110 кВ Агретная 36 - ПС 110 кВ Тростное 37 - ПС 110 кВ Крона 38 - ПС 110 кВ Аграрная 39 - ПС 110 кВ Машиновод | <p>Перечень ТЭЦ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 54 - ПС 35 кВ Дружба 55 - ПС 35 кВ Матара 56 - ПС 35 кВ №1 57 - ПС 35 кВ Таволжанка 58 - ПС 35 кВ ТП №9 59 - ПС 35 кВ СХТ 60 - ПС 35 кВ Песковатка 61 - ПС 35 кВ ГПК 62 - ПС 35 кВ Солидарность 63 - ПС 35 кВ Восточная 64 - ПС 35 кВ НТК |
|---|---|---|---|

Приложение В
Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на пятилетнюю перспективу до 2027 года (региональный вариант развития)



Перечень ПС 220 кВ:

- 1 - ПС 220 кВ Сокол
- 2 - ПС 220 кВ Металлургическая
- 3 - ПС 220 кВ Северная
- 4 - ПС 220 кВ Новая
- 5 - ПС 220 кВ Правобережная
- 6 - ПС 220 кВ Грязи-Орловские
- 7 - ПС 220 кВ Пост-474
- 8 - ПС 220 кВ Казинка
- 9 - ПС 220 кВ Маяк

Перечень ПС 110 кВ:

- 10 - ПС 110 кВ Тепловая
- 11 - ПС 110 кВ Трубиная-1
- 12 - ПС 110 кВ Трубиная-2
- 13 - ПС 110 кВ Университетская
- 14 - ПС 110 кВ Центролит
- 15 - ПС 110 кВ Юго-Западная
- 16 - ПС 110 кВ Привокзальная
- 17 - ПС 110 кВ ЛТП
- 18 - ПС 110 кВ Цементная
- 19 - ПС 110 кВ БунаПАК
- 20 - ПС 110 кВ КПД
- 21 - ПС 110 кВ Южная
- 22 - ПС 110 кВ Бугор
- 23 - ПС 110 кВ Октябрьская

Перечень ПС 35 кВ:

- 24 - ПС 110 кВ Манежная
- 25 - ПС 110 кВ ГТП-3
- 26 - ПС 110 кВ Казинка
- 27 - ПС 110 кВ ГТП-2
- 28 - ПС 110 кВ Дворочки
- 29 - ПС 110 кВ ОЗЗ
- 30 - ПС 110 кВ Гидроборудование
- 31 - ПС 110 кВ Елец-гряга
- 32 - ПС 110 кВ Елецпром
- 33 - ПС 110 кВ Табак
- 34 - ПС 110 кВ Западная
- 35 - ПС 110 кВ Агретатная
- 36 - ПС 110 кВ Тростное
- 37 - ПС 110 кВ Крона
- 38 - ПС 110 кВ Аграрная
- 39 - ПС 110 кВ Машиновод

Перечень ПС 35 кВ:

- 40 - ПС 35 кВ №2
- 41 - ПС 35 кВ Н. Николаевка
- 42 - ПС 35 кВ Сенцово
- 43 - ПС 35 кВ Ч. Дубрава
- 44 - ПС 35 кВ №3
- 45 - ПС 35 кВ ЛЮЭЗ
- 46 - ПС 35 кВ Мысоккомбинат
- 47 - ПС 35 кВ Хлебобродукты
- 48 - ПС 35 кВ Романово
- 49 - ПС 35 кВ Троицкая
- 50 - ПС 35 кВ Бутырки
- 51 - ПС 35 кВ Соелки
- 52 - ПС 35 кВ Малей
- 53 - ПС 35 кВ Ярлуково

Перечень ТЭЦ:

- 65 - Лепельский сахарный завод
- 66 - Липецкая ТЭЦ-2
- 67 - ТЭЦНИМК
- 68 - Елецкая ТЭЦ