



# ПОСТАНОВЛЕНИЕ

## АДМИНИСТРАЦИИ ЛИПЕЦКОЙ ОБЛАСТИ

29 апреля 2021 года

г. Липецк

№ 168

Об утверждении Схемы и программы  
развития электроэнергетики Липецкой  
области на 2022 – 2026 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 2022 – 2026 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 2022 – 2026 годы»

**«Схема и программа развития электроэнергетики  
Липецкой области на 2022 – 2026 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), формирования 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 2026 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 расчетов, 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 2022 – 2026 годов. Предложены мероприятия по их устранению.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Перечень сокращений и обозначений .....	6
Введение .....	8
<b>1 Общая характеристика региона .....</b>	<b>11</b>
<b>2 Анализ существующего состояния электроэнергетики Липецкой области за прошедший пятилетний период .....</b>	<b>20</b>
2.1 Характеристика энергосистемы, осуществляющей электроснабжение потребителей Липецкой области .....	20
2.2 Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области и структура электропотребления .....	22
2.3 Перечень и характеристика основных крупных потребителей электрической энергии в регионе .....	24
2.4 Динамика изменения максимума нагрузки и резерв мощности крупных центров питания за последние пять лет .....	26
2.4.1 Динамика изменения максимума нагрузки за последние пять лет ....	26
2.4.2 Резерв мощности крупных центров питания за последние пять лет ..	26
2.5 Анализ максимума нагрузки за последние три года и выводы о наличии резерва мощности центров питания 35 кВ и выше .....	27
2.5.1 Анализ максимума нагрузки центров питания 35–110 кВ .....	27
2.5.2 Анализ загрузки центров питания в отчетном году 220 кВ и выше энергосистемы Липецкой области .....	36
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 .....	43
2.9 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности .....	43
2.10 Характеристика балансов электрической энергии и мощности .....	45
2.10.1 Фактический баланс электроэнергии .....	45
2.10.2 Фактический баланс мощности .....	46
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 ..	54
2.13 Основные внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области .....	57
2.14 Характеристика новых центров питания (построены за последние 10 лет) .....	59
2.15 Анализ режима работы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на основе отчетных данных по результатам зимних и летних контрольных замеров .....	59

<b>3 Особенности и проблемы функционирования энергосистемы Липецкой области.....</b>	<b>61</b>
3.1 Показатели, характеризующие электросетевой комплекс Липецкой области.....	61
3.2 Анализ текущего состояния и рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ.....	62
3.2.1 Анализ текущей загрузки центров питания 35–110 кВ.....	62
3.2.2 Анализ существующей загрузки ЛЭП 35–110 кВ и.....	62
3.2.3 Анализ уровней напряжений в электрической сети 35 кВ и выше....	62
3.2.4 Рекомендации по переустройству электросетевых объектов 35–110 кВ в соответствии с техническим состоянием основного оборудования	62
<b>4 Основные направления развития электроэнергетики Липецкой области.....</b>	<b>69</b>
4.1 Цели и задачи развития электроэнергетики Липецкой области.....	69
4.2 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2026 года	70
4.2.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности (базовый вариант развития).....	70
4.2.2 Прогноз потребления электроэнергии и мощности (региональный вариант развития).....	71
4.2.3 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей (базовый вариант развития).....	73
4.2.4 Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей (региональный вариант развития).....	76
4.3 Плановые значения показателя надежности оказываемых услуг в отношении территориальных сетевых организаций.....	78
4.4 Детализация электропотребления и максимума нагрузки с выделением потребителей.....	80
4.5 Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области.....	81
4.5.1 Планируемый вывод генерирующих мощностей из эксплуатации....	81
4.5.1 Планируемый ввод генерирующих мощностей.....	81
4.6 Перспектива изменения установленной мощности в энергосистеме Липецкой области.....	82
4.7 Прогноз возможных объемов развития энергетики Липецкой области на основе ВИЭ и местных видов топлива.....	82
4.7.1 Перспективы развития ветроэнергетики региона.....	82
4.7.2 Перспективы развития солнечной энергетики региона.....	83
4.7.3 Перспективы развития малой гидроэнергетики региона.....	85
4.7.4 Энергетический потенциал отходов сельского хозяйства региона....	86
4.8 Общая оценка балансовой ситуации (по электроэнергии и мощности) на период до 2026 года.....	88
4.8.1 Общая оценка балансовой ситуации (базовый вариант развития).....	88
4.8.2 Общая оценка балансовой ситуации (региональный вариант развития).....	90
4.9 Развитие электрической сети напряжением 35 кВ и выше.....	92
4.9.1 Расчет электроэнергетических режимов работы электрической сети с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Липецкой области (базовый вариант развития).....	92

4.9.2	Анализ перспективной загрузки центров питания 35–110 кВ (базовый вариант развития) .....	101
4.9.3	Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 500–220 кВ	138
4.9.4	Расчет токов короткого замыкания в сети напряжением 110 кВ.....	143
4.9.5	Анализ баланса реактивной мощности (базовый вариант развития)	152
4.9.6	Уточнение перечня энергорайонов (элементов сети) с высоким риском выхода параметров режима за область допустимых значений в электрической сети напряжением 110 кВ и выше .....	157
4.9.7	Расчет электроэнергетических режимов работы электрической сети с использованием перспективной расчетной модели энергосистемы Липецкой области (региональный вариант развития) .....	157
4.9.8	Анализ перспективной загрузки центров питания 35 кВ и выше (региональный вариант развития).....	159
4.9.9	Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (базовый вариант развития) .....	170
4.9.10	Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ (базовый вариант развития) .....	186
4.9.11	Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (региональный вариант развития).....	187
4.9.12	Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и ниже с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (региональный вариант развития).....	190
4.9.13	Сводные данные по развитию электрических сетей 10-0,4 кВ .....	190
4.10	Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на год выполнения СиПР и пятилетнюю перспективу.....	209
<b>5</b>	<b>Основная характеристика теплоэнергетики региона.....</b>	<b>210</b>
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 .....	210
5.2	Прогноз ограничений мощности ТЭС на территории Липецкой области до 2026 года.....	212
5.3	Прогноз потребления тепловой энергии в Липецкой области до 2026 года	214
5.4	Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Липецкой области в топливе до 2026 года.....	214
5.5	Прогноз развития теплосетевого хозяйства Липецкой области. ....	216
<b>6</b>	<b>Переход к интеллектуальным цифровым электрическим сетям.....</b>	<b>219</b>
	Приложение А. Карта-схема электрических сетей 35 кВ, 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на 2021 год	
	Приложение Б. Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на пятилетнюю перспективу. Базовый вариант развития	
	Приложение В. Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на пятилетнюю перспективу. Региональный вариант развития	

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АДГН – 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  
ГРЭС – государственная районная электростанция  
ГТРС – газотурбинной расширительной станции  
ГТУ – газотурбинная установка  
ГЭС – гидроэлектростанция  
ДДГН – 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  
ПС – электрическая подстанция  
РУ – распределительное устройство  
СиПР – схема и программа развития электроэнергетики Липецкой области на 2022–2026 годы  
СиПР ЕЭС 2021 – 2027 гг. – проект Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы  
СН – обмотка среднего напряжения  
СРМ – схемно-режимное мероприятие  
СШ – система шин  
Т – трансформатор  
ТГ – турбогенератор  
ТОР – токоограничивающий реактор  
ТУ – технические условия

ТЭС – теплоэлектростанция

ТЭЦ – 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

$K_T$  – коэффициент трансформации



## ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки схемы и программы развития электроэнергетики Липецкой области на 2022-2026 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 2022-2026 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 2022-2026 годы;
- разработка предложений по развитию электрических сетей на территории Липецкой области на 2022-2026 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;
- обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса.

Формирование СиПР выполнено в соответствии с:

- Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;
- 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»;

- 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, утвержденной распоряжением Правительства РФ от 9.06.2017 г. № 1209-р;
- проектом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021–2027 годы, утвержденными приказом Минэнерго России от 30.06.2020 № 508;
- 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, Дмитрияшевский, Добринский, Липецкий, Молотовский, Талицкий, Усманский, Хворостянский и Хлебенский 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, Лебедянский, 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. км<sup>2</sup> – 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 годовая температура воздуха равна -4,5°C на севере области и +5,5°C на юге. Средняя температура января -11°C до -17°C. Средняя температура июля от +22°C до +28°C. Среднегодовое количество осадков составляет от 500 до 575 мм.

### **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%
2016	1156,1	742,5	413,6	64,2%	35,8%
2017	1156,2	742,2	414,0	64,2%	35,8%
2018	1150,2	740,3	409,9	64,4%	35,6%
2019	1144,0	738,3	405,8	64,5%	35,5%
2020	1139,5	736,4	403,0	64,6%	35,4%
2020 в % к 2019	99,6%	99,7%	99,3%	100,1%	99,7%

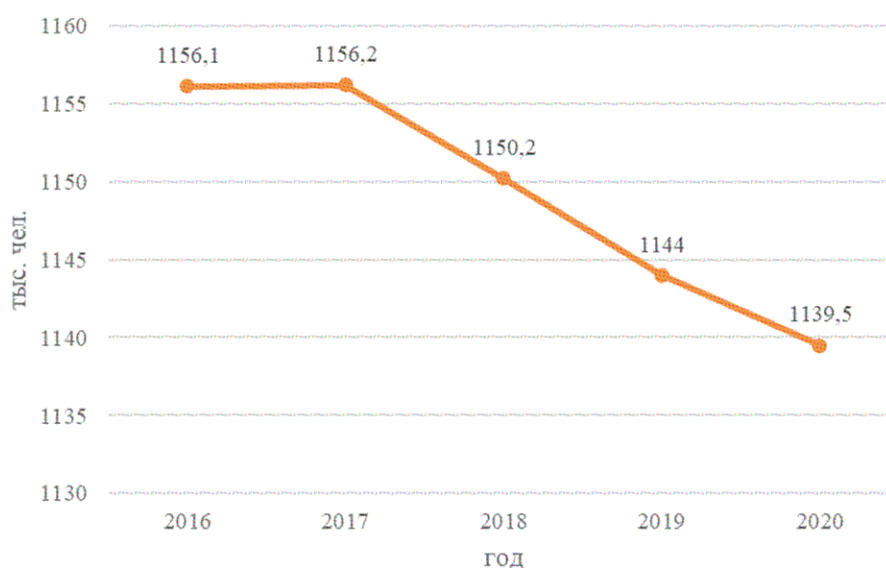


Рисунок 1 – Динамика численности населения Липецкой области

Численность населения области на 1 января 2020 года составила 1 139,5 тыс. человек. По сравнению с 2019 годом население области уменьшилось на 4,5 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;
  - Лебединский;
  - Лев-Толстовский;
  - Липецкий;
  - Становлянский;
  - Тербунский;
  - Усманский;
  - Хлевицкий;
  - Чаплыгинский;
- Шесть городских поселений;
  - Двести восемьдесят шесть сельских поселений.

#### **Города Липецкой области:**

– Липецк (население 508,573 тыс. чел.) – административный, промышленный, культурный и курортный центр области, расположенный на берегах реки Воронеж;

– Елец (население 102,313 тыс. 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 46,683 тыс. 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 18,711 тыс. 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 19,203 тыс. чел.) – в городе действуют несколько машиностроительных и пищеперерабатывающих предприятий, в том числе крупнейший в России производитель соков – ОАО «Экспериментально-консервный завод Лебединский»;

– Усмань (население 19,625 тыс. чел.) – из промышленных предприятий города следует отметить завод литейного оборудования (ООО «Литмашприбор»), мебельную фабрику, швейную фабрику, хлебокомбинат;

– Чаплыгин (население 11,773 тыс. 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 9,527 тыс. 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.

## **Земельные и минерально-сырьевые ресурсы**

Почвы области представлены в основном черноземами выщелоченными и оподзоленными; на юго-востоке преобладают серые лесные и лугово-черноземные почвы. Потенциальное плодородие этих почв высокое. Липецкая область лежит в зоне черноземных степей, леса занимают не более 8% ее площади. В основном это березово-сосновые леса на песчаных террасах. В долине Дона местами сохранились древние дубравы, в которых преобладает дуб с примесью вяза и ясеня. Наиболее крупная из них – в заповеднике «Галичья гора».

Минерально-сырьевая база Липецкой области включает в себя 160 месторождений твердых полезных ископаемых, 107 оцененных месторождений (участков) пресных и 5 – минеральных подземных вод, а также многочисленные рудопроявления, участки и месторождения железных руд, снятых с баланса. Добываемое сырье представлено технологическими и цементными известняками, доломитами, стекольными песками, песками и глинами для стройиндустрии. На территории области действуют 10 крупных горнодобывающих предприятий по добыче карбонатного сырья, глин и строительных песков с объемом добычи от 200 до 4000 тыс. тонн сырья в год.

## **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. Эксплуатационная длина железнодорожных путей в Липецкой области составляет 751,1 км, из них 363 км электрифицированы. По густоте железнодорожных путей общего пользования область занимает 7-е место в РФ: её территорию пересекают три железнодорожные магистрали, связывающие Москву с Северным Кавказом, Донбассом, Поволжьем. Крупнейшие узловые станции – Елец и Грязи. Основные виды перевозимых грузов железнодорожным транспортом: руда, известняки, глины, черные металлы, цемент, бытовая техника, зерно, сахарная свекла.

По плотности сети автомобильных дорог Липецкая область входит в первую десятку регионов России. Современные автомобильные магистрали связывают Липецк со всеми сопредельными областными центрами, а также с трассами федерального значения: Москва – Ростов-на-Дону, Москва – Волгоград. На каждую 1 тыс. км<sup>2</sup> территории приходится свыше 208,1 км автодорог с твёрдым покрытием.

В целях дальнейшего развития современной и комплексной транспортной инфраструктуры Липецкой области начата реализация крупномасштабного проекта по строительству 2 очереди автомобильной дороги «Восточный обход промышленной зоны г. Липецка». Автомобильная дорога разгрузит перегруженные трассы «Липецк – Усмань», «Липецк – Грязи», выведет транспортные потоки за

пределы городской черты, свяжет аэропорт Липецк через трассу 1Р 119 с промышленной зоной.

В 2019 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 и доведение доли автомобильных дорог регионального значения, соответствующих нормативным требованиям к 2024 году до 47,3 % (на конец 2020 года доля автомобильных дорог регионального значения, соответствующих нормативным требованиям, составила 34,7 %). В 2020 году введено в эксплуатацию после строительства (реконструкции) – 6,03 км автомобильных дорог; 90,70 п.м. – мостов; 26,19 км линий наружного освещения.

Большое значение имеет проходящий по территории Липецкой области международный транспортный коридор № 9 Финляндия – Санкт-Петербург – Москва – Астрахань – Новороссийск.

В окрестностях Липецка – современный аэродром, способный принимать самолёты любого класса.

### **Промышленность и сельское хозяйство**

Липецкая область является промышленно развитым регионом.

По объему экспорта Липецкая область занимает 3 место в ЦФО (после г. Москвы и Московской области) и 24 место в Российской Федерации. Доля несырьевых товаров в общем объеме экспорта составляет 99%.

В структуре экспорта Липецкой области доля продукции из черных металлов составила 78%, продукции АПК – 17%, машиностроительной продукции – 4%.

В структуре импорта Липецкой области представлена машиностроительная продукция – 46%, изделия из металлов – 18%, химическая продукция – 19%, пищевая продукция – 10%.

Внешнеэкономическая деятельность ведется со 119 странами ближнего и дальнего зарубежья. Основными торговыми партнерами Липецкой области в январе-декабре 2020 года были: Турция – 22,9% от всего товарооборота субъекта Российской Федерации, Мексика – 14,9%, Бельгия – 10,9%, Китай – 6,3%, Беларусь – 4,6%, Германия – 4,3%, США – 4,1%, Дания – 3,1%, Италия – 2,9%.

Индекс промышленного производства в январе-декабре 2020 году составил 102,2 %, в обрабатывающих отраслях – 101,7%.

За последние 15 лет создано более 110 новых промышленных предприятий. В настоящее время промышленный комплекс насчитывает 2,1 тыс. предприятий.

В особой экономической зоне промышленно-производственного типа «Липецк» зарегистрированы 67 резидентов с объемом заявленных инвестиций 178,9 млрд руб., из них 14 компаний на Елецком участке.

В особых экономических зонах регионального уровня промышленно-производственного типа зарегистрировано 12 участников. На предприятиях создано 2102 рабочих мест.



Производственную деятельность осуществляют 9 предприятий.

В особой экономической зоне регионального уровня технико-внедренческого типа зарегистрировано 11 участников. Объём освоенных инвестиций участниками составил 265 млн руб., в том числе в 2020 году – 83 млн руб. Создано 174 рабочих места. Произведено продукции, оказано услуг на сумму 1,45 млрд руб., в том числе в 2020 году – 0,34 млрд руб.

В настоящее время на территории региона осуществляют деятельность три индустриальных (промышленных) парка: «Созидатель» в городе Ельце (общая площадь индустриального парка составляет 8,65 га), «Рождество» в Краснинском муниципальном районе (общая площадь индустриального парка составляет 420 га), ОЭЗ ППТ «Липецк» в Грязинском муниципальном районе (территория ОЭЗ).

В 2021 году в реестр Минпромторга России планируется включение двух промышленных технопарков: «Сокол» и «Технопарк-Липецк» в городе Липецке.

В 2020 году хозяйства всех категорий произвели продукции сельского хозяйства на сумму 162,7 млрд рублей в действующих ценах, в том числе продукции растениеводства – 114,5 млрд рублей, животноводства – 48,2 млрд рублей.

Индекс производства продукции сельского хозяйства составил 106,6 %, при этом индекс производства продукции растениеводства – 108,4%, продукции животноводства – 103,2%.

Отмечается также положительная динамика уровня заработной платы.

Почти 80%, а это 1917,8 тыс. га, территории области занимают земли сельскохозяйственного назначения, из которых 1774,0 тыс. га отведено под сельскохозяйственные угодья.

В структуре сельскохозяйственных угодий пашня занимает 1449,3 тыс. га, или 81,7%, многолетние насаждения – 21,0 тыс. га (1,2%); сенокосы – 77 тыс. га (4,3%); пастбища – 226,6 тыс. га (12,8%); залежь 0,1 тыс. га (менее 0,01%).

Ведущей отраслью сельского хозяйства Липецкой области является растениеводство, на долю которого приходится около 60% объема сельхозпроизводства.

В 2020 году, впервые за всю историю существования Липецкой области, собраны наивысшие урожаи зерновых и зернобобовых культур (в весе после доработки) – 4,3 млн тонн, масличных культур – 782,7 тыс. тонн, из которых 549,7 тыс. тонн приходится на долю подсолнечника, рапса 111,3 тыс. тонн, овощей закрытого грунта – 146,4 тыс. тонн. Меньше, чем в 2019 году, произведено сахарной свеклы – 3,5 млн тонн (59,9 % к уровню 2019 года), сои – 112,1 тыс. тонн (77,3 %) и картофеля – 393,9 тыс. тонн (83,8 %).

В 2020 году собрано 88,7 тыс. тонн плодово-ягодной продукции, из них 54,6 тыс. тонн собрано в сельхозорганизациях. На длительное хранение заложено более 38,5 тыс. тонн.

В 2020 году одним из основных приоритетов по-прежнему оставалось производство овощей в закрытом грунте (томатов, огурцов, салатов).

Дополнительно было введено 60,3 га теплиц, при этом их общая площадь составила 220 га. Введение в эксплуатацию данных площадей позволит довести производство овощей закрытого грунта в Липецкой области до 180 тыс. тонн в год.

Особое место отводится семеноводству. В общей площади посевов семенами высших репродукций зерновых и зернобобовых культур было засеяно более 45,5 тыс. га, что составило – 5,9 % от общей посевной площади. Необходимо отметить, что 98% используемых семян зерновых культур – отечественного производства.

За счет модернизации и строительства новых объектов животноводства в регионе продолжается наращивание объемов производства мяса, молока и яйца.

За 2020 год хозяйствами всех категорий Липецкой области произведено:

- 388,0 тыс. тонн скота и птицы на убой в живом весе (103,3% к уровню 2019 года);
- 300,6 тыс. тонн молока (104,7% к уровню 2019 года), при этом продуктивность дойного стада сложилась на уровне 7858 кг молока (102% к уровню 2019 года);
- 757,3 млн штук яиц, в том числе в сельхозпредприятиях – 584,3 млн штук, что составляет 102% к уровню прошлого года.

Пищевая и перерабатывающая промышленность – одна из стратегических отраслей экономики, призванная обеспечивать устойчивое снабжение населения необходимыми по количеству и качеству продуктами питания.

В 2020 году индекс производства пищевых продуктов составил 101,4%, напитков – 107,7%, табачных изделий – 85,8% по сравнению с аналогичным периодом 2019 года.

Выросли объемы производства свинины (на 10,5%); полуфабрикатов мясных, мясосодержащих (на 9,1%), консервов мясных (на 69,7%), консервов растительно-мясных из мяса птицы (в 2,9 раза); картофеля переработанного и консервированного (на 15,5%), масел растительных (на 6,8%), в т. ч. подсолнечного (на 9,9%), молока жидкого обработанного (на 8,2%), масла сливочного (на 3%); молока сухого (на 28,6%), сыров (на 53,7%), творога (на 11,4%), нектаров фруктовых и овощных (на 6,6%); крахмалов модифицированных (на 10,1%), продукции переработки фруктов и овощей для детского питания (на 1,3%), продукции молочной для детского питания (на 4,4%), воды питьевой, напитков для детского питания (на 4,2%), продукции для детского питания на зерновой основе (на 23,7%), продукции мясной для детского питания (на 29,3%), напитков безалкогольных (на 32%).

Увеличилось также производство премиксов (на 27,4%), комбикормов (на 3,3%), корма готового для непродуктивных животных (на 8,1%).

Рекордными для региона стали объемы производства:

- растительных масел – 368,0 тыс. тонн (106,8%), в том числе подсолнечного – 284,4 тыс. тонн (109,9%);
- гречневой крупы – 6,3 тыс. тонн (в 1,8 раза).

Регион – на втором месте по производству сахара в России.

Заготовительной деятельностью в регионе занимаются 47 элеваторов и

хлебоприемных предприятий, мощностью единовременного хранения 2521,56 тыс. тонн.

Реконструкция действующих зернохранилищ и строительство новых современных высокотехнологичных комплексов позволили региону выстроить мощную инфраструктуру, обеспечивающую прием, доработку и хранение зерна по всем основным зернопроизводящим потокам.

В текущем году завершено строительство следующих инвестиционных проектов:

- ООО ТК «ЛипецкАгро» Данковский район, с. Никольское. Строительство тепличного комплекса по производству овощей в закрытом грунте на площади 13,3 га (6 очередь);
- ООО ТК «Елецкие овощи» Елецкий район, с. Архангельское. Строительство теплиц по производству овощей в закрытом грунте на площади 21,7 га (4 этап);
- ООО «Овощи Черноземья» Усманский район, с. Бочиновка. Строительство теплиц по производству овощей в закрытом грунте на площади 25,7 га (3 очередь);
- ООО «Кривец-птица» Добровский район, д. Леденевка. Строительство птицефермы по производству мяса индейки мощностью 2 тысячи тонн мяса в живом весе в год;
- АО «АПО «Аврора» Задонский район, строительство 2 этапа мощностей для подработки, хранения и перевалки зерновых и масличных культур объемом 40 тыс. тонн единовременного хранения;
- ООО «КолоСС» Задонский район, д. Грязное. Реконструкция современной молочно-товарной фермы;
- АО «АПО «Аврора» Задонский район, д. Ливенская. Строительство картофелехранилища мощностью 23 тысячи тонн хранения;
- ЗАО «АФ им. 15 лет Октября» Лебедянский р-н. с. Троекурово. Закладка интенсивных садов и ягодников на площади 100 га. Строительство системы орошения на площади 166,2 га;
- ЗАО «АФ им. 15 лет Октября» Лебедянский р-н. с. Троекурово. Строительство плодохранилища мощностью 3680 тонн хранения;
- ООО «Ивово». Липецкий район, с. Ивово. Строительство мощностей для подработки, хранения и перевалки зерновых и масличных культур. Модернизация и расширение парка сельскохозяйственной техники.

### **Строительство**

В 2020 году в Липецкой области показатели ввода жилья сократились на 4 % (1203,3 тыс. кв. м) по отношению к предыдущему году, а ввод индивидуального жилищного строительства вырос на 9,1 % (1022,8 тыс. кв. м).

В январе-ноябре 2020 года организациями всех форм собственности и населением построено 7470 квартир. Общая площадь введенных жилых зданий составила 1038,5 тыс. кв. метров, или 93,8% к уровню января-ноября 2019 года.

Основная доля введенного жилья приходится на город Липецк (42,9%), Липецкий (11,3), Грязинский (6,2) и Усманский (5,8%) районы.

В расчете на 1000 населения в целом по области в январе-ноябре 2020 года построено 911,5 кв. метров жилья.

### **Электроэнергетика**

#### ***Перечень территориальных сетевых организаций Липецкой области:***

- Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»;
- АО «Липецкая городская энергетическая компания»;
- ООО «Техноинжиниринг»;
- ООО «Липецкий силикатный завод»;
- 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»;
- ООО «Региональная энергетическая компания»;
- ОАО «ЭСК РусГидро»;
- АО «АтомЭнергоСбыт».

Липецкая область, наряду с Тамбовской и Воронежской областями, входит в зону обслуживания Верхне-Донского 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» представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Объекты филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»

<b>№ п/п</b>	<b>Наименование электростанции</b>
1	Липецкая ТЭЦ-2
2	Елецкая ТЭЦ
3	Данковская ТЭЦ

Также на территории Липецкой области производство электроэнергии осуществляют электростанции промышленных предприятий, представленные в таблице 3.

Таблица 3 – Электростанции промышленных предприятий Липецкой области

№ п/п	Наименование электростанции
1	ТЭЦ ПАО «НЛМК»
2	УТЭЦ ПАО «НЛМК»
3	ГТРС ПАО «НЛМК»
4	ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»
5	ТЭЦ ПАО «Добринский сахарный завод»
6	ТЭЦ ОАО «Лебединский сахарный завод»
7	ТЭЦ ЗАО «Грязинский сахарный завод»
8	ТЭЦ АО «Аврора» «Боринский сахарный завод»
9	ТЭЦ АО «Аврора» «Хмелинецкий сахарный завод»
10	ТЭЦ сахарного завода в г. Елец
11	Мини ТЭЦ ООО «ТК ЛипецкАгро»

В таблице 4 представлена сводная информация по энергосистеме Липецкой области за 2020 год: количеству электростанций, установленной мощности электростанций, объеме выработки и потребления электрической энергии и мощности и сальдо-перетоков.

Таблица 4 – Сводные данные по производству и потреблению в энергосистеме Липецкой области

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	Величина
1	Количество электростанций	шт.	14
2	Установленная мощность электростанций	МВт	1164,474
3	Потребление электроэнергии в 2020 г.	млн кВт·ч	13173,2
4	Максимум мощности в 2020 г.	МВт	2086
5	Выработка электроэнергии в 2020 г.	млн кВт·ч	5480,7
6	Сальдо-перетоков в 2020 г.	млн кВт·ч	7692,4

Информация по электросетевым компаниям, осуществляющим централизованное электроснабжение потребителей на территории Липецкой области, представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Территориальные сетевые организации Липецкой области

№ п/п	Наименование организации
1	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»
2	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»
3	АО «ЛГЭК»
4	Филиал ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению

Информация о гарантирующих поставщиках и энергосбытовых компаниях – субъектов оптового рынка, осуществляющих централизованное электроснабжение потребителей на территории Липецкой области представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Гарантирующие поставщики и энергосбытовые организации Липецкой области

№ п/п	Наименование организации
1	ОАО «ЛЭСК»
2	ООО «НОВИТЭН»
3	АО «Газпром энергосбыт»
4	ООО «Русэнергоресурс»
5	ООО «Межрегионсбыт»
6	ООО «ЭСК ОЭЗ Липецк»
7	ООО «ГРИНН Энергосбыт»
8	ООО «Русэнергосбыт»
9	ООО «Транснефтьэнерго»
10	ООО «МагнитЭнерго»
11	АО «Мосэнергосбыт»
12	ООО «АгроЭнергоСбыт»
13	ООО «Региональная энергетическая компания»
14	ОАО «ЭСК РусГидро»
15	АО «АтомЭнергоСбыт»

Также 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 7 и на рисунке 2.

Таблица 7 – Отчетная динамика потребления электроэнергии в Липецкой области, млн кВт·ч

Показатель/год	2016	2017	2018	2019	2020
Липецкая область	12392	12546	13008,2	12884,4	13173,2
Прирост, %	-	1,2	3,7	-1,0	2,2
Потери ЕНЭС	336	354	361	326	411,2
СН ТЭЦ	336	345	363	373	382
НЛМК	6736,0	6715,0	6934,6	6534,0	6702,8
Крупные потребители – субъекты ОРЭ	781	896	1034	1448	1417
Гарантирующие поставщики	4204	4236	4316	4203	4260

В 2020 году потребление электроэнергии энергосистемы Липецкой области составило 13173,2 млн кВт·ч с приростом 2,2% (289 млн кВт·ч) относительно 2019 года. Суммарно за последние 5 лет годовое потребление электроэнергии энергосистемы Липецкой области увеличилось на 781 млн кВт·ч (6,3% относительно 2016 года).

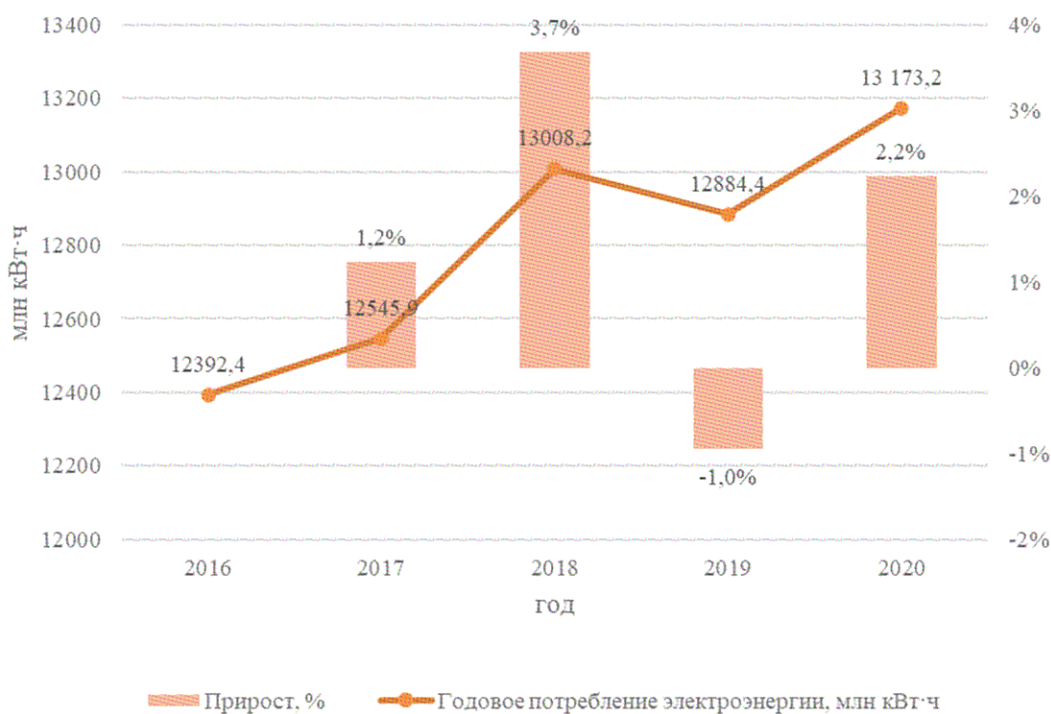


Рисунок 2 – Динамика потребления электроэнергии в Липецкой области за отчетный период

В таблице 8 представлена структура электропотребления по видам экономической деятельности за 2016–2020 гг. На рисунке 3 представлена структура электропотребления по видам экономической деятельности в процентном соотношении.

Таблица 8 – Структура электропотребления субъекта РФ по видам экономической деятельности за 2016–2020 гг., млн кВт·ч

№ п/п	Наименование	2016	2017	2018	2019	2020
1	Промышленное производство	7893,77	7901,9	8312,6	8053,0	8358,0
2	Сельское хозяйство	101,01	208,7	261,4	465,5	709,0
3	Бытовое потребление (потребление электрической энергии населением)	1095,82	1116,1	1097,7	1114,0	1126,0
4	Прочие потребители	1845,3	1845,5	1875,4	1819,0	1530,2
5	Потери в электрических сетях	903,42	905,6	898,5	855,1	842,4
6	Потери ЕНЭС	335,6	348	361	326,0	411,2
7	Собственные нужды электростанций филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»	227,4	218,1	213,2	194,4	196,4
<b>ВСЕГО</b>		<b>12392</b>	<b>12545,9</b>	<b>13008,2</b>	<b>12884,4</b>	<b>13173,2</b>



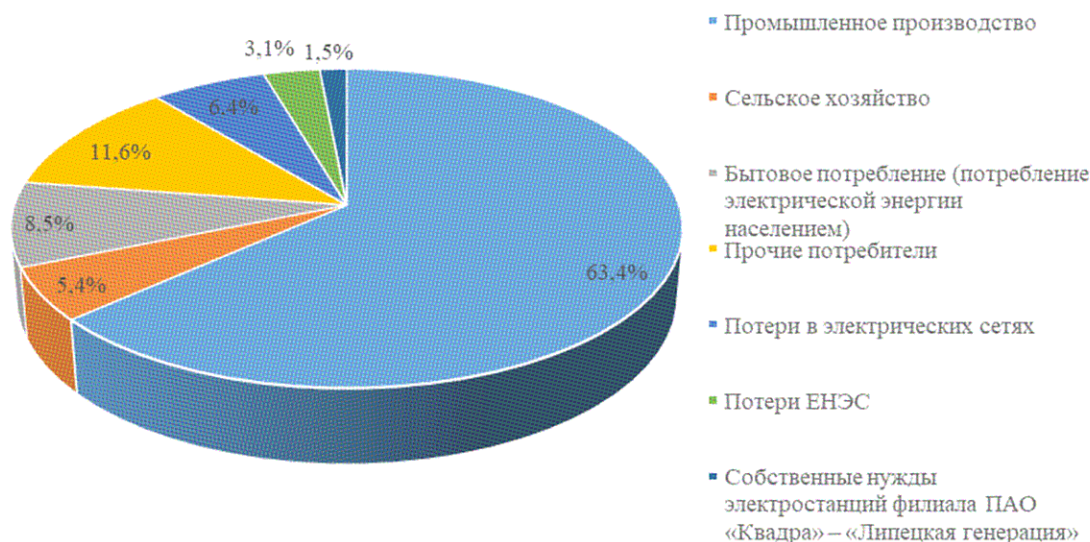


Рисунок 3 – Структура электропотребления субъекта РФ по видам экономической деятельности за 2016–2020 гг.

### 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 9 и на рисунке 4.

Таблица 9 – Основные крупные потребители электрической энергии в Липецкой области

Крупный потребитель	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020
ПАО «НЛМК»	млн кВт·ч	6736	6715	6935	6534	6702,8
	МВт	880	860	890	875	880
	% к области	54,4	53,5	53,3	50,7	50,9
АО «ОЭЗ ПШТ «Липецк»	млн кВт·ч	149	167	207	229,1	220,7
	МВт	17	20,9	26	29,4	26
	% к области	1,2	1,3	1,6	1,8	1,7
ООО «ТК Елецкие овощи»	млн кВт·ч	-	26,6	145,9	257,3	394
	МВт	-	13	54	119	141
	% к области	-	0,2	1,1	2	3,0
ООО «ТК ЛипецкАгро»	млн кВт·ч	-	47,9	122	144,1	169,7
	МВт	-	40	48	46	77
	% к области	-	0,4	0,9	1,1	1,3
ООО «Овощи Черноземья»	млн кВт·ч	-	-	60,5	137,7	203,5
	МВт	-	-	23,1	52,7	98
	% к области	-	-	0,5	1,1	1,5
ОАО «РЖД» в границах Липецкой области	млн кВт·ч	320	322	340,6	293,9	289,5
	МВт	46	46	46	45	40
	% к области	2,6	2,6	2,6	2,3	2,2
Итого крупные потребители области	млн кВт·ч	7299	7382	7898	7696	7980,2
	МВт	958	995,9	1101	1177	1262
	% к области	58,9	58,8	60,7	59,7	60,6%

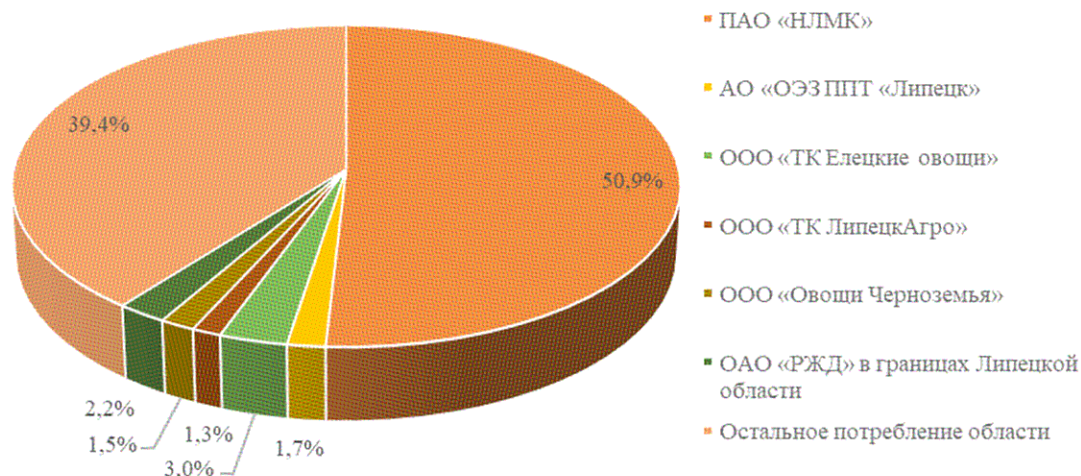


Рисунок 4 – Основные крупные потребители электрической энергии в Липецкой области

Согласно таблице 9 потребление электроэнергии ПАО «НЛМК» оказывает основное влияние на изменение динамики потребления электроэнергии Липецкой области. Остальные потребители показывают гораздо меньшую динамику роста или снижения, не оказывающее заметного влияния на изменение общего потребления по области.

В таблице 10 приведен перечень основных перспективных потребителей с указанием максимальной мощности, заявленной к технологическому присоединению.

Таблица 10 – Перечень основных крупных потребителей с указанием заявленной максимальной мощности

№	Наименование заявителя	Заявляемая мощность по ТУ, МВт
1	ООО «Линде Газ Липецк» (ООО «ЛГЛ»)	48
2	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	40
3	ОАО «РЖД»	16,29
4	ПАО «НЛМК»	15
5	ООО «Черноземье»	10
6	ООО «Моторинвест»	10
7	ОАО «ПРОГРЕСС»	5

## 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 11.

Таблица 11 – Динамика изменения максимума нагрузки за последние 5 лет

№	Показатель	2016	2017	2018	2019	2020
1	Потребность (собственный максимум), МВт	1846,95	1809	1928,02	1924,75	2086
	Прирост, %	-	-2,1%	6,6%	-0,2%	8,4%

В 2020 году собственный максимум нагрузки энергосистемы Липецкой области составил 2086 МВт с приростом 8,4% (161,3 МВт) относительно 2019 года. Суммарно за последние 5 лет собственный максимум нагрузки энергосистемы Липецкой области увеличился на 239,1 МВт (12,9% относительно 2016 года).

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

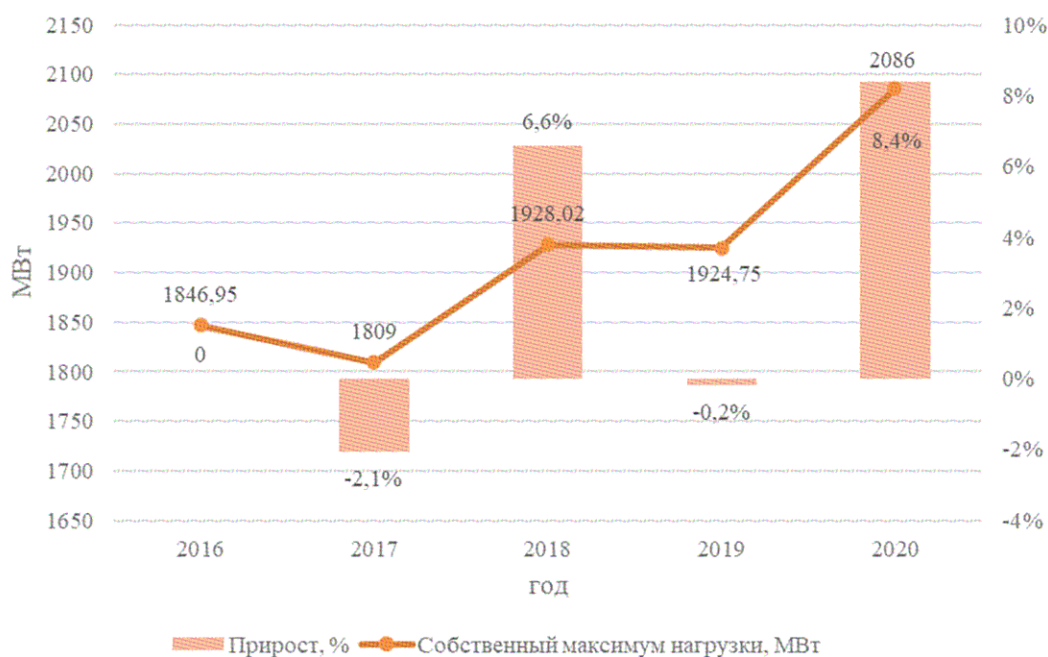


Рисунок 5 – Динамика изменения максимума нагрузки энергосистемы Липецкой области за последние 5 лет

### 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 через ПС 220 кВ Северная, ПС 220 кВ Металлургическая и ПС 220 кВ Новая. С учетом максимума нагрузки этих центров питания за последние 5 лет для зимнего и летнего периода 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 12–15. 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 токовой нагрузки 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 токовой нагрузки 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.

Для определения резерва центра питания необходимо определить минимальное значение из резервов центра питания в зимний и летний периоды с учетом схемно-режимных мероприятий (например, переводом нагрузки на другие центры питания по сети 6–35 кВ), длительно и аварийно допустимой токовой нагрузок трансформаторного оборудования в нормальной схеме (для одностранформаторных подстанций) и при единичном отключении трансформатора (для двухтрансформаторных подстанций). Расчет резерва мощности центров питания представлен на примере ПС 110 кВ Агрегатная.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДЦТН, %	
						АДТН, % (2 часа)	
Т-1	ТДН	1982	79	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100
Т-2	ТДН	1977	85	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период ( $S_{\text{нагр}}^{\text{зима}}$ ) составляет 13,06 МВА (19.12.2018 – выявлена в 18:00), в летний период ( $S_{\text{нагр}}^{\text{лето}}$ ) – 11,19 МВА (19.06.2019 – выявлена в 13:00).

Согласно данным собственника на ПС 110 кВ Агрегатная в послеаварийном режиме возможен перевод до 0,96 МВА нагрузки ( $\Delta S_{\text{срм}}$ ) на ПС 110 кВ Западная за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1(2) мощность оставшегося в работе Т-2(1) с учетом ДЦТН составляет 17,84 МВА в зимний период ( $S_{N-1\_зима}^{\text{ДЦТН}}$ ) и 14,56 МВА в летний период ( $S_{N-1\_лето}^{\text{ДЦТН}}$ ), с учетом АДТН (2 часа) составляет 19,2 МВА в зимний период ( $S_{N-1\_зима}^{\text{АДТН}}$ ) и 16 МВА в летний период ( $S_{N-1\_лето}^{\text{АДТН}}$ ).

Для начала определяется резерв мощности для зимнего периода – при зимнем максимуме нагрузки центра питания за последние 3 года с учетом перегрузочной способности трансформаторного оборудования при температуре +5°:

$$S_{\text{рез\_зима}}^{\text{тек}} = S_{N-1\_зима}^{\text{ДЦТН}} + \min\{\Delta S_{\text{срм}}; S_{N-1\_зима}^{\text{АДТН}} - S_{N-1\_зима}^{\text{ДЦТН}}\} - S_{\text{нагр}}^{\text{зима}} =$$

$$= 17,84 + \min\{0,96; 19,2 - 17,84\} - 13,06 = 17,84 + \min\{0,96; 1,36\} - 13,06 = 17,84 + 0,96 - 13,06 = 5,74 \text{ МВА.}$$

Далее определяется резерв мощности для летнего периода – при летнем максимуме нагрузки центра питания за последние 3 года с учетом перегрузочной способности трансформаторного оборудования при температуре +30°:

$$S_{\text{рез\_лето}}^{\text{тек}} = S_{N-1\_лето}^{\text{ДЦТН}} + \min\{\Delta S_{\text{срм}}; S_{N-1\_лето}^{\text{АДТН}} - S_{N-1\_лето}^{\text{ДЦТН}}\} - S_{\text{нагр}}^{\text{лето}} =$$

$$= 14,56 + \min\{0,96; 16 - 14,56\} - 11,19 = 14,56 + \min\{0,96; 1,44\} - 11,19 = 14,56 + 0,96 - 11,19 = 4,33 \text{ МВА.}$$

Текущий резерв мощности ПС 110 Агрегатная определяется как минимальное из двух полученных значений:

$$S_{\text{рез}}^{\text{тек}} = \min\{S_{\text{рез\_зима}}^{\text{тек}}, S_{\text{рез\_лето}}^{\text{тек}}\} = \min\{5,74; 4,33\} = 4,33 \text{ МВА.}$$

Таблица 12 – Загрузка и текущий резерв центров питания Филиала  
 ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

Наименование ЦП	Установленная мощность ЦП	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ	Текущий резерв мощности ЦП
		зима	лето	зима	лето	зима	лето		
	S <sub>шт.</sub> , МВА							$\Delta S_{срм}$ , МВА	S <sub>рез тек</sub>
ПС 110 кВ Агрегатная	32	13,06	11,19	17,84	14,56	19,20	16,00	0,96	4,33
ПС 110 кВ Волово	20	3,10	2,58	11,15	9,10	12,00	10,00	0,18	6,70
ПС 110 кВ Гороховская	32	15,77	11,59	17,84	14,56	19,20	16,00	4,80	3,43
ПС 110 кВ Долгоруково	16,3	7,88	5,65	7,02	5,73	8,19	6,93	1,89	0,31
ПС 110 кВ Донская	20	6,75	6,11	11,15	9,10	12,00	10,00	1,92	3,89
ПС 110 кВ Западная	80	17,15	11,54	44,60	36,40	48,00	40,00	0,36	25,22
ПС 110 кВ Измалково	20	8,63	3,80	11,15	9,10	12,00	10,00	0,70	3,22
ПС 110 кВ Кашары	16,3	4,19	2,47	7,02	5,73	8,19	6,93	0,40	3,23
ПС 110 кВ Лукошкино	5	0,88	1,40	2,63	2,63	3,25	3,25	0,29	1,51
ПС 110 кВ Набережное	16,3	3,71	2,44	7,02	5,73	8,19	6,93	0,75	4,05
ПС 110 кВ Табак	32	6,24	7,68	17,84	14,56	19,20	16,00	1,60	8,32
ПС 110 кВ Тербунский гончар	50	6,98	6,26	31,25	28,75	36,25	30,00	0,00	22,49
ПС 110 кВ Тербуны	20	11,08	10,23	11,15	9,10	12,00	10,00	1,00	-0,23
ПС 35 кВ II-е Тербуны	5	1,32	0,99	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,30
ПС 35 кВ Авангард	8	2,39	1,62	4,20	4,20	5,20	5,20	0,65	2,46
ПС 35 кВ Аврора	5	1,88	1,58	2,63	2,63	3,25	3,25	0,35	1,10
ПС 35 кВ Афанасьев	5	1,91	1,39	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,71
ПС 35 кВ Большая Боевка	5	0,36	0,27	2,63	2,63	3,25	3,25	0,05	2,31
ПС 35 кВ Бабарыкино	5	0,87	0,58	2,63	2,63	3,25	3,25	0,31	2,07
ПС 35 кВ Борки	5	1,81	1,03	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,82
ПС 35 кВ Васильевка	5	0,77	0,58	2,63	2,63	3,25	3,25	0,05	1,91
ПС 35 кВ Веселое	2,5	0,18	0,28	2,63	2,63	3,25	3,25	0,03	2,38
ПС 35 кВ Воронеж	8	2,04	1,18	4,20	4,20	5,20	5,20	0,30	2,46
ПС 35 кВ Восточная	26	6,28	4,83	10,50	10,50	13,00	13,00	1,30	5,52
ПС 35 кВ Гатище	5	0,48	0,47	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,15
ПС 35 кВ Гнилуша	12,6	2,97	1,88	6,62	6,62	8,19	8,19	0,30	3,94
ПС 35 кВ Голиково	3,4	1,09	1,48	1,68	1,68	2,08	2,08	0,00	0,20
ПС 35 кВ Грызлово	5	0,79	0,67	2,63	2,63	3,25	3,25	0,20	2,03
ПС 35 кВ Жерновное	5	0,49	0,65	2,63	2,63	3,25	3,25	0,02	2,00
ПС 35 кВ Задонск-сельская	7,2	2,50	1,76	3,36	3,36	4,16	4,16	0,00	0,86
ПС 35 кВ Захаровка	5	0,55	0,39	2,63	2,63	3,25	3,25	0,10	2,17
ПС 35 кВ Казаки	8	3,53	1,12	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	0,67
ПС 35 кВ Казачье	5	0,86	0,79	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,77
ПС 35 кВ Каменка	2,5	0,95	0,76	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,68
ПС 35 кВ Кириллово	5	0,74	0,39	2,63	2,63	3,25	3,25	0,30	2,19
ПС 35 кВ Князево	5	0,41	0,36	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,21

Наименование ЦП	Установленная мощность ЦП	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ	Текущий резерв мощности ЦП
		зима	лето	зима	лето	зима	лето		
ПС 35 кВ Колесово	12,6	3,70	2,22	6,62	6,62	8,19	8,19	0,30	3,21
ПС 35 кВ Красная Пальна	3,2	0,55	0,83	3,36	3,36	4,16	4,16	0,27	2,80
ПС 35 кВ Красотыновка	2,5	0,69	0,57	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,94
ПС 35 кВ Ксизово	5	0,30	0,23	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,32
ПС 35 кВ Ламское	5	1,59	1,20	2,63	2,63	3,25	3,25	0,18	1,22
ПС 35 кВ Лебяжье	4,1	0,29	0,18	1,68	1,68	2,08	2,08	0,00	1,39
ПС 35 кВ Ломовец	4,1	0,46	0,38	1,68	1,68	2,08	2,08	0,00	1,22
ПС 35 кВ Озерки	2,5	0,18	0,13	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,45
ПС 35 кВ Ольшанец	6,5	1,39	0,86	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,24
ПС 35 кВ Панкратовка	2,5	1,02	0,87	2,63	2,63	3,25	3,25	0,05	1,66
ПС 35 кВ Плоское	8	3,34	2,20	4,20	4,20	5,20	5,20	0,64	1,50
ПС 35 кВ Преображенье	2,5	0,57	1,89	2,63	2,63	3,25	3,25	0,10	0,83
ПС 35 кВ №5	9,5	1,02	1,35	3,36	3,36	4,16	4,16	0,00	2,01
ПС 35 кВ Солидарность	8	2,79	1,73	4,20	4,20	5,20	5,20	0,70	2,11
ПС 35 кВ Стегаловка	5,7	0,89	0,48	2,63	2,63	3,25	3,25	0,20	1,94
ПС 35 кВ Талица	5	2,21	1,46	2,63	2,63	3,25	3,25	0,60	1,01
ПС 35 кВ Тимирязево	8	1,91	1,42	4,20	4,20	5,20	5,20	0,20	2,49
ПС 35 кВ Тихий Дон	8	0,70	0,37	4,20	4,20	5,20	5,20	0,10	3,60
ПС 35 кВ Хитрово	12,6	1,08	1,46	6,62	6,62	8,19	8,19	0,00	5,16
ПС 35 кВ Чернава	5	1,71	1,37	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,92
ПС 35 кВ Чернолес	5	0,36	0,23	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,27
ПС 35 кВ Яковлево	2,5	1,05	0,76	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,57
МПС 110 кВ Елецпром	25	1,06	0,43	31,25	28,75	36,25	30,00	0,00	28,32
ПС 110 кВ Астапово	32	6,58	5,04	17,84	14,56	19,20	16,00	4,35	10,96
ПС 110 кВ Березовка	26	4,20	2,56	11,15	9,10	12,00	10,00	1,75	7,44
ПС 110 кВ Компрессорная	32	8,30	5,46	17,84	14,56	19,20	16,00	3,20	10,54
ПС 110 кВ Круглое	8,8	0,57	0,47	2,63	2,63	3,25	3,25	0,15	2,21
ПС 110 кВ Куймань	5	1,32	0,89	2,63	2,63	3,25	3,25	0,20	1,51
ПС 110 кВ Лебедянь	32	23,89	13,25	17,84	14,56	19,20	16,00	4,80	-4,69
ПС 110 кВ Лев Толстой	10	2,33	1,09	11,15	9,10	12,00	10,00	0,90	8,91
ПС 110 кВ Лутошкино	5	0,27	0,18	2,63	2,63	3,25	3,25	0,12	2,48
ПС 110 кВ Нива	20	6,31	6,61	11,15	9,10	12,00	10,00	1,10	3,39
ПС 110 кВ Ольховец	5	1,55	0,85	2,63	2,63	3,25	3,25	0,10	1,17
ПС 110 кВ Рождество	25	0,75	1,12	31,25	28,75	36,25	30,00	0,00	27,63

Наименование ЦП	Установленная мощность ЦП	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ	Текущий резерв мощности ЦП
		зима	лето	зима	лето	зима	лето		
ПС 110 кВ Россия	32	6,43	6,49	17,84	14,56	19,20	16,00	2,04	9,51
ПС 110 кВ Троекурово	16,3	2,76	1,35	7,88	7,24	9,77	8,19	0,45	5,56
ПС 110 кВ Химическая	32	16,64	8,18	17,84	14,56	19,20	16,00	4,20	2,56
ПС 110 кВ Чаплыгин Новая	32	8,78	6,45	17,84	14,56	19,20	16,00	0,09	8,20
ПС 35 кВ Агроном	10,3	2,49	1,14	4,20	4,20	5,20	5,20	0,15	1,86
ПС 35 кВ Б. Верх	5	0,62	0,42	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,01
ПС 35 кВ Большие Избищи	5	1,55	1,02	2,63	2,63	3,25	3,25	0,05	1,13
ПС 35 кВ Большое Попово	5	1,69	1,09	2,63	2,63	3,25	3,25	0,40	1,34
ПС 35 кВ Барятино	5	0,29	0,28	2,63	2,63	3,25	3,25	0,21	2,54
ПС 35 кВ Бигильдино	5	1,08	0,80	2,63	2,63	3,25	3,25	0,36	1,91
ПС 35 кВ Ведное	5	0,73	0,46	2,63	2,63	3,25	3,25	0,25	2,15
ПС 35 кВ Воскресеновка	3,2	0,67	0,39	1,68	1,68	2,08	2,08	0,00	1,01
ПС 35 кВ Гагарино	3,6	0,38	0,32	1,89	1,89	2,34	2,34	0,17	1,68
ПС 35 кВ Головинцино	5	0,50	0,49	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,12
ПС 35 кВ Данков Сельская	12,6	4,69	3,23	6,62	6,62	8,19	8,19	0,62	2,55
ПС 35 кВ Долгое	5	0,26	0,18	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,36
ПС 35 кВ Дрезгалово	3,2	0,62	0,43	1,68	1,68	2,08	2,08	0,15	1,21
ПС 35 кВ Дубрава	5	0,36	0,20	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,26
ПС 35 кВ Знаменка	2,5	0,59	0,55	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,03
ПС 35 кВ Каменная Лубна	2,5	0,84	0,38	2,63	2,63	3,25	3,25	0,10	1,88
ПС 35 кВ Колыбельская	5	1,14	0,88	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,49
ПС 35 кВ Комплекс	8	1,59	1,59	4,20	4,20	5,20	5,20	0,76	3,37
ПС 35 кВ Красное	8	3,25	1,92	4,20	4,20	5,20	5,20	1,20	1,95
ПС 35 кВ Культура	5	0,84	0,49	2,63	2,63	3,25	3,25	0,10	1,88
ПС 35 кВ Никольское	4	0,27	0,28	4,20	4,20	5,20	5,20	0,03	3,95
ПС 35 кВ Новополянье	5	0,85	0,47	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,78
ПС 35 кВ Первомайская	2,5	0,85	0,74	2,63	2,63	3,25	3,25	0,34	2,12
ПС 35 кВ Пиково	2,5	0,56	0,48	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,06
ПС 35 кВ Полибино	5	0,42	0,24	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,21
ПС 35 кВ Политово	5	0,76	0,43	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,86
ПС 35 кВ Раненбург	4,1	1,71	0,91	1,68	1,68	2,08	2,08	0,30	0,27
ПС 35 кВ Сапрыкино	4,1	0,48	0,32	1,68	1,68	2,08	2,08	0,00	1,20
ПС 35 кВ Сергиевка	5	0,16	0,14	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,46
ПС 35 кВ Теплое	5	1,12	0,73	2,63	2,63	3,25	3,25	0,75	2,13
ПС 35 кВ Топки	5	0,50	0,50	2,63	2,63	3,25	3,25	0,12	2,24
ПС 35 кВ Троекурово совхозная	5	2,30	2,01	2,63	2,63	3,25	3,25	0,60	0,93
ПС 35 кВ Хрущево	5	0,57	0,56	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,05



Наименование ЦП	Установленная мощность ЦП	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ	Текущий резерв мощности ЦП
		зима	лето	зима	лето	зима	лето		
	S <sub>цп</sub> , МВА							ΔS <sub>срм</sub> , МВА	S <sub>рез</sub> , тек
ПС 35 кВ Яблоново	5	0,77	0,61	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,85
МПС 35 кВ Романово	4	1,30	0,56	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	2,90
ПС 110 кВ Аксай	20	9,61	4,01	11,15	9,10	12,00	10,00	0,40	1,94
ПС 110 кВ Бугор	126	26,13	19,43	78,75	72,45	91,35	75,60	5,00	56,17
ПС 110 кВ Вербилково	16,3	3,84	2,61	7,02	5,73	8,19	6,93	1,89	4,32
ПС 110 кВ Верхняя Матренка	12,6	2,11	4,30	7,02	5,73	8,19	6,93	0,70	2,14
ПС 110 кВ Гидрооборудование	50	6,49	5,41	27,88	22,75	30,00	25,00	0,00	17,34
ПС 110 кВ Гидрооборудование (Т-3)	31,5	10,95	5,78	39,38	36,23	45,68	37,80	0,00	28,43
ПС 110 кВ ГПП-2 ЛТЗ	126	13,80	11,32	70,25	57,33	75,60	63,00	1,20	47,21
ПС 110 кВ Двуречки	6,3	3,12	2,25	7,02	5,73	8,19	6,93	1,43	4,68
ПС 110 кВ Добринка	26	7,24	5,22	11,15	9,10	12,00	10,00	2,00	4,76
ПС 110 кВ Доброе	32	18,99	9,50	17,84	14,56	19,20	16,00	4,80	0,21
ПС 110 кВ Казинка	32	17,84	11,25	17,84	14,56	19,20	16,00	4,80	1,36
ПС 110 кВ КПД	26	6,99	6,33	11,15	9,10	12,00	10,00	0,00	2,77
ПС 110 кВ ЛТП	16,3	2,14	1,15	7,02	5,73	8,19	6,93	0,00	4,58
ПС 110 кВ Манежная	80	4,22	3,74	50,00	46,00	58,00	48,00	0,50	42,76
ПС 110 кВ Никольская	12,6	5,58	4,19	7,02	5,73	8,19	6,93	0,65	2,10
ПС 110 кВ Новая Деревня	20	9,30	7,49	11,15	9,10	12,00	10,00	3,00	2,51
ПС 110 кВ Октябрьская	80	23,36	20,40	50,00	46,00	58,00	48,00	0,50	26,10
ПС 110 кВ Привокзальная	80	36,74	30,33	50,00	46,00	58,00	48,00	1,33	14,59
ПС 110 кВ Ситовка	20	3,47	3,02	11,15	9,10	12,00	10,00	0,98	6,98
ПС 110 кВ Тепличная	30	4,29	2,82	16,73	13,65	18,00	15,00	2,35	12,18
ПС 110 кВ Трубная-2	50	4,66	3,06	27,88	22,75	30,00	25,00	0,00	19,69
ПС 110 кВ Университетская	80	8,95	7,67	50,00	46,00	58,00	48,00	0,00	38,33
ПС 110 кВ Усмань	32	15,40	10,00	17,84	14,56	19,20	16,00	4,16	3,80
ПС 110 кВ Хворостянка	26	12,94	9,21	11,15	9,10	12,00	10,00	1,82	-0,94
ПС 110 кВ Хлевное	32	14,69	11,10	17,84	14,56	19,20	16,00	1,80	4,51
ПС 110 кВ Цементная	135	46,23	43,90	85,68	75,12	96,40	80,00	1,78	33,00
ПС 110 кВ Юго-Западная	120	37,61	35,59	94,60	82,40	106,00	88,00	6,85	52,41
ПС 110 кВ Южная	80	33,82	32,52	44,60	36,40	48,00	40,00	5,20	7,48
ПС 35 кВ №1	8	4,99	3,22	4,20	4,20	5,20	5,20	1,20	0,21
ПС 35 кВ №2	3,5	2,03	1,06	1,05	1,05	1,30	1,30	0,00	-0,98
ПС 35 кВ №3	5	4,68	2,31	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	-2,06
ПС 35 кВ №4	8	3,73	3,08	4,20	4,20	5,20	5,20	1,20	1,47
ПС 35 кВ Березняговка	3,2	0,92	0,68	1,68	1,68	2,08	2,08	0,48	1,16
ПС 35 кВ Борино	12,6	5,15	3,66	6,62	6,62	8,19	8,19	0,99	2,45
ПС 35 кВ Борисовка	8	5,23	3,19	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	-1,03
ПС 35 кВ Бочиновка	8	2,96	1,96	4,20	4,20	5,20	5,20	0,64	1,88

Наименование ЦП	Установленная мощность ЦП	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ	Текущий резерв мощности ЦП
		зима	лето	зима	лето	зима	лето		
ПС 35 кВ Бутырки	11,9	4,21	3,15	5,88	5,88	7,28	7,28	1,55	3,07
ПС 35 кВ Введенка	8	4,97	2,54	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	-0,77
ПС 35 кВ Вешаловка	5	1,24	0,74	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,38
ПС 35 кВ Водозабор	20	1,30	1,31	10,50	10,50	13,00	13,00	0,85	10,04
ПС 35 кВ Вперед	8	0,71	0,36	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	3,49
ПС 35 кВ Грязи-город	11,9	6,59	4,12	5,88	5,88	7,28	7,28	1,50	0,69
ПС 35 кВ Грязное	8	1,84	1,20	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	2,36
ПС 35 кВ Демшинка	5	0,38	0,24	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,25
ПС 35 кВ Дмитриевка	5	0,67	0,87	2,63	2,63	3,25	3,25	0,16	1,91
ПС 35 кВ Дмитришевка	5	0,50	0,38	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,12
ПС 35 кВ Дружба	5,6	0,00	0,00	5,88	5,88	7,28	7,28	0,00	5,88
ПС 35 кВ Ивановка	5	0,81	0,47	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,82
ПС 35 кВ Каликино	6,4	2,14	1,70	3,36	3,36	4,16	4,16	0,00	1,22
ПС 35 кВ Карамышево	20	0,82	0,50	10,50	10,50	13,00	13,00	0,00	9,68
ПС 35 кВ Карьер	4	0,00	0,00	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	4,20
ПС 35 кВ Княжья Байгора	3,2	1,12	0,68	1,68	1,68	2,08	2,08	0,31	0,87
ПС 35 кВ Конь-Колодезь	5	2,19	1,49	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,44
ПС 35 кВ Красная Дубрава	5	1,00	0,77	2,63	2,63	3,25	3,25	0,10	1,72
ПС 35 кВ Куликово	5	0,60	0,36	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,02
ПС 35 кВ Курино	2,5	1,05	0,79	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,57
ПС 35 кВ Лебедянка	5	0,72	0,42	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,91
ПС 35 кВ Малей	5	0,90	0,41	2,63	2,63	3,25	3,25	0,20	1,92
ПС 35 кВ Матыра	7,2	4,11	2,72	3,36	3,36	4,16	4,16	0,96	0,05
ПС 35 кВ Московка	3,2	0,66	0,51	1,68	1,68	2,08	2,08	0,06	1,07
ПС 35 кВ Мясокомбинат	12,6	4,71	3,06	6,62	6,62	8,19	8,19	0,58	2,49
ПС 35 кВ Негачевка	5	0,42	0,36	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	2,21
ПС 35 кВ Новодубовое	2,5	1,17	0,89	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,46
ПС 35 кВ Новониколаевка	4	0,80	1,26	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	2,94
ПС 35 кВ Новочеркутино	8	1,48	1,07	4,20	4,20	5,20	5,20	0,18	2,89
ПС 35 кВ Паршиновка	4,1	0,50	0,32	1,68	1,68	2,08	2,08	0,00	1,18
ПС 35 кВ Пашково	5	1,45	1,07	2,63	2,63	3,25	3,25	0,62	1,80
ПС 35 кВ Песковатка	1,6	0,97	0,36	1,68	1,68	2,08	2,08	0,00	0,71
ПС 35 кВ Петровская	6,5	1,05	0,66	2,63	2,63	3,25	3,25	0,14	1,72
ПС 35 кВ Пластица	3,2	1,15	0,72	1,68	1,68	2,08	2,08	0,16	0,69
ПС 35 кВ Поддубровка	5	1,98	1,44	2,63	2,63	3,25	3,25	0,40	1,04
ПС 35 кВ Правда	6,5	0,47	0,28	2,63	2,63	3,25	3,25	0,35	2,51
ПС 35 кВ Пружинки	5	1,03	0,65	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,59
ПС 35 кВ Птицефабрика	8	2,21	1,85	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	1,99

Наименование ЦП	Установленная мощность ЦП	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ	Текущий резерв мощности ЦП
		зима	лето	зима	лето	зима	лето		
ПС 35 кВ Ратчино	5	1,40	0,95	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	1,22
ПС 35 кВ Речная	8	2,38	2,12	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	1,82
ПС 35 кВ Сельхозтехника	4,1	1,46	1,25	1,68	1,68	2,08	2,08	0,48	0,62
ПС 35 кВ Сенцово	20	4,18	2,82	10,50	10,50	13,00	13,00	0,38	6,70
ПС 35 кВ Синдякино	2,5	0,57	0,50	2,63	2,63	3,25	3,25	0,45	2,51
ПС 35 кВ Сошки	8	1,59	0,37	4,20	4,20	5,20	5,20	0,15	2,76
ПС 35 кВ Сселки	20	5,49	3,10	10,50	10,50	13,00	13,00	0,00	5,01
ПС 35 кВ Стебаево	5	1,43	0,79	2,63	2,63	3,25	3,25	0,42	1,62
ПС 35 кВ Таволжанка	8	6,70	3,67	4,20	4,20	5,20	5,20	1,00	-1,50
ПС 35 кВ Талицкий Чамлык	7,2	1,07	0,87	3,36	3,36	4,16	4,16	0,29	2,58
ПС 35 кВ Троицкая	6,5	3,29	1,82	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	-0,66
ПС 35 кВ Трубетчино	6,5	2,05	1,90	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,58
ПС 35 кВ Тюшевка	8	1,00	0,36	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	3,20
ПС 35 кВ Федоровка	5	0,39	0,43	2,63	2,63	3,25	3,25	0,38	2,58
ПС 35 кВ Хлебопродукты	12,6	3,94	3,79	6,62	6,62	8,19	8,19	0,88	3,56
ПС 35 кВ Частая Дубрава	8	2,78	1,51	4,20	4,20	5,20	5,20	1,20	2,42
ПС 35 кВ Ярлуково	7,2	4,16	2,46	3,36	3,36	4,16	4,16	0,96	0,00

Таблица 13 – Загрузка и текущий резерв центров питания АО «ЛГЭК»

Наименование ЦП	Установленная мощность ЦП	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ	Текущий резерв мощности ЦП
		зима	лето	зима	лето	зима	лето		
ПС 35 кВ Водозабор-2	9,5	1,04	1,04	3,36	3,36	4,16	4,16	1,02	3,12
ПС 35 кВ Город	32	7,57	5,90	16,80	16,80	20,80	20,80	7,61	13,23
ПС 35 кВ Студеновская	20	12,21	9,50	10,00	10,00	10,00	10,00	2,01	-2,21

Таблица 14 – Загрузка и текущий резерв центров питания 35–110 кВ филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению

Наименование ЦП	Установленная мощность ЦП	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т) и наиболее допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ	Текущий резерв мощности ЦП
		зима	лето	зима	лето		

	$S_{шп}$ МВА	зима	лето	зима	лето	зима	лето	$\Delta S_{срм}$ МВА	$S_{рез}$ тек
ПС 110 кВ Елец-тяговая	80	9,00	7,13	44,60	36,40	48,00	40,00	0	29,27
ПС 110 кВ Тербуны-тяговая	80	7,88	5,58	50,00	46,00	58,00	48,00	0	40,42
ПС 110 кВ Хитрово-тяговая	80	3,47	3,51	50,00	46,00	58,00	48,00	0	42,49
ПС 35 кВ ТП-9 (г. Грязи)	20	2,36	0,55	10,50	10,50	13,00	13,00	0	8,14

Таблица 15 – Загрузка и текущий резерв центров питания 110 кВ иных собственников

Собственник ЦП	Наименование ЦП	Установленная мощность ЦП	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного T), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного T), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ	Текущий резерв мощности ЦП
			$S_{шп}$ МВА	зима	лето	зима	лето	зима		
ООО «Первая сетевая компания»	ПС 110 кВ Крона	50	13,83	13,75	27,88	22,75	30,00	25,00	0	9,00
АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	ПС 110 кВ ОЭЗ	80	23,83	25,12	50,00	46,00	58,00	48,00	0	20,88
ООО «Техноинжиниринг»	ПС 110 кВ Трубная-1	32	8,09	9,18	17,84	14,56	19,20	16,00	0	5,38
ООО «Лонгричбизнес»	ПС 110 кВ Центролит	40	9,72	4,75	22,30	18,20	24,00	20,00	0	12,58

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

Лебедянский участок:

– ПС 110 кВ Лебедянь;

Елецкий участок:

– ПС 110 кВ Тербуны;

Липецкий участок:

– ПС 110 кВ Хворостянка;

– ПС 35 кВ №2;

– ПС 35 кВ №3;

– ПС 35 кВ Борисовка;

– ПС 35 кВ Таволжанка;

– ПС 35 кВ Троицкая;

– ПС 35 кВ Введенка.

Также выявлено отсутствие резерва мощности на подстанции АО «ЛГЭК»:

– ПС 35 кВ Студеновская.

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 16–19 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 54,8 % от номинальной мощности трансформатора;
- в зимний минимум 52,3 % от номинальной мощности трансформатора;
- в летний максимум 49,0 % от номинальной мощности трансформатора;
- в летний минимум 49,8 % от номинальной мощности трансформатора.
- Уровни напряжений на ПС 220–500 кВ энергосистемы Липецкой области находились в допустимых пределах.

Таблица 16 – Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220–500 кВ энергосистемы Липецкой области в отчетный год (зимний максимум)

№ п/п	Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВ А	Загрузка, МВ А	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	214,9	42,9
		АТ-2	501	215,4	43,0
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	158,7	31,7
		АТ-2	501	158,7	31,7
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	174,7	34,9
		АТ-2	501	174,7	34,9
		АТ-3	501	174,7	34,9
4	ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-1	250	98,8	39,5
		АТ-2	250	93,2	37,3
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	65,9	26,4
		АТ-2	250	65,8	26,3
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	78,9	39,4
		АТ-2	200	78,9	39,5
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	0,0	0,0
		АТ-2	125	68,5	54,8
		АТ-3	125	68,2	54,6
8	ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	9,9	6,6
		АТ-2	150	10,2	6,8
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	51,6	41,3
10	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	58,2	46,6
		АТ-2	125	58,3	46,6

№ п/п	Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВ А	Загрузка, МВ А	% загрузки от ном. мощности
		АТ-3	125	58,2	46,6
11	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	25,2	20,1
		АТ-2	125	0,0	0,0
12	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	62,2	49,8
		АТ-2	125	62,3	49,8
13	ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	1,7	0,7
		АТ-2	250	1,4	0,5

Таблица 17 – Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ энергосистемы Липецкой области в отчетный год (зимний минимум)

№ п/п	Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВ А	Загрузка, МВ А	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	190,5	38,0
		АТ-2	501	190,3	38,0
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	150,9	30,1
		АТ-2	501	150,9	30,1
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	161,0	32,1
		АТ-2	501	161,0	32,1
		АТ-3	501	161,0	32,1
4	ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	91,2	36,5
		АТ-2	250	86,3	34,5
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	48,0	19,2
		АТ-2	250	47,8	19,1
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	74,9	37,5
		АТ-2	200	74,9	37,4
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	0,0	0,0
		АТ-2	125	65,4	52,3
		АТ-3	125	65,1	52,0
8	ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	5,7	3,8
		АТ-2	150	6,1	4,1
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	57,3	45,8
10	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	58,8	47,0
		АТ-2	125	59,0	47,2
		АТ-3	125	58,9	47,1
11	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	22,2	17,8
		АТ-2	125	0,0	0,0
12	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	63,2	50,6
		АТ-2	125	63,2	50,6
13	ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	2,3	0,9
		АТ-2	250	2,3	0,9

Таблица 18 – Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ энергосистемы Липецкой области в отчетный год (летний максимум)

№ п/п	Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВ А	Загрузка, МВ А	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	170,2	34,0
		АТ-2	501	170,7	34,1
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	128,1	25,6
		АТ-2	501	178,3	35,6
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	200,5	40,0
		АТ-2	501	200,5	40,0
		АТ-3	501	200,5	40,0
4	ПС 220 кВ Metallургическая	АТ-1	250	114,5	45,8
		АТ-2	250	107,8	43,1
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	57,6	23,0
		АТ-2	250	57,6	23,0
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	84,9	42,5
		АТ-2	200	85,1	42,5
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	0,0	0,0
		АТ-2	125	53,2	42,5
		АТ-3	125	53,0	42,4
8	ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	5,9	3,9
		АТ-2	150	6,3	4,2
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	62,4	49,9
10	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	38,6	30,8
		АТ-2	125	38,5	30,8
		АТ-3	125	38,6	30,9
11	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	0,0	0,0
		АТ-2	125	24,5	19,6
12	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	34,7	27,8
		АТ-2	125	34,7	27,8
13	ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	0,9	0,3
		АТ-2	250	1,2	0,5

Таблица 19 – Загрузка трансформаторного оборудования ПС 220 – 500 кВ энергосистемы Липецкой области в отчетный год (летний минимум)

№ п/п	Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВ А	Загрузка, МВ А	% загрузки от ном. мощности
1	ПС 500 кВ Борино	АТ-1	501	155,9	31,1
		АТ-2	501	155,6	31,1
2	ПС 500 кВ Елецкая	АТ-1	501	156,5	31,2
		АТ-2	501	77,2	15,4
3	ПС 500 кВ Липецкая	АТ-1	501	161,7	32,3
		АТ-2	501	161,7	32,3
		АТ-3	501	161,7	32,3

№ п/п	Наименование, ПС	Наименование Т	Номинальная мощность, МВ А	Загрузка, МВ А	% загрузки от ном. мощности
4	ПС 220 кВ Металлургическая	АТ-1	250	122,1	48,8
		АТ-2	250	114,9	45,9
5	ПС 220 кВ Северная	АТ-1	250	49,7	19,9
		АТ-2	250	49,5	19,8
6	ПС 220 кВ Новая	АТ-1	200	99,4	49,7
		АТ-2	200	99,6	49,8
7	ПС 220 кВ Правобережная старая	АТ-1	150	0,0	0,0
		АТ-2	125	49,3	39,4
		АТ-3	125	48,9	39,1
8	ПС 220 кВ Правобережная	АТ-1	150	4,5	3,0
		АТ-2	150	5,0	3,3
9	ПС 220 кВ Сокол	АТ-1	125	59,8	47,9
10	ПС 220 кВ Елецкая	АТ-1	125	25,6	20,4
		АТ-2	125	25,5	20,4
		АТ-3	125	25,6	20,5
11	ПС 220 кВ Тербуны	АТ-1	125	0,0	0,0
		АТ-2	125	19,3	15,4
12	ПС 220 кВ Дон	АТ-1	125	24,8	19,8
		АТ-2	125	24,8	19,8
13	ПС 220 кВ Казинка	АТ-1	250	0,6	0,3
		АТ-2	250	0,6	0,2

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

В таблице 20 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 20 – Потери электроэнергии в ЕНЭС и территориальных электрических сетях на территории Липецкой области за 2016–2020 годы

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020
Потери в электрических сетях, млн кВт·ч	903,42	905,6	898,5	842	842,4
Потери ЕНЭС, млн кВт·ч	335,6	348	361	326,0	411,2



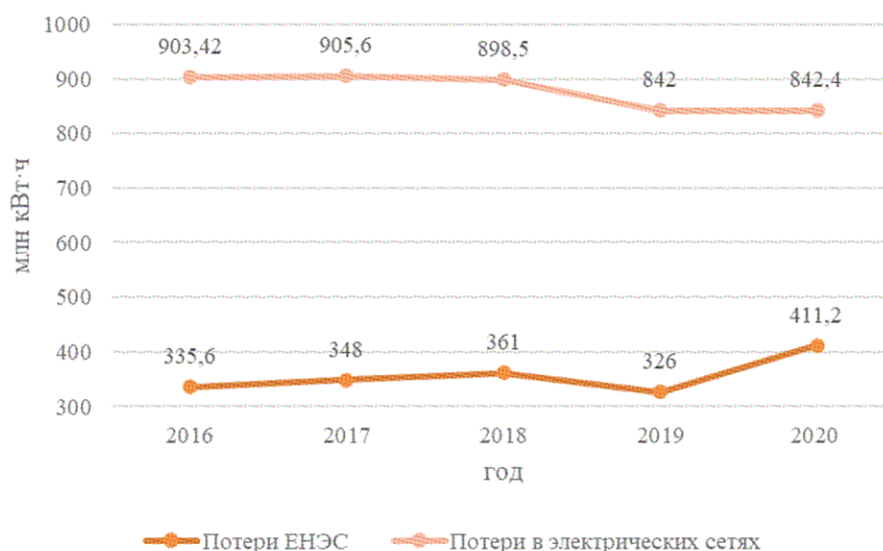


Рисунок 6 – Изменение потерь в ЕНЭС и территориальных электрических сетях энергосистемы Липецкой области за 2016–2020 годы

Распределительные электрические сети напряжением 35–110 кВ на территории Липецкой области в основном являются объектами ПАО «МРСК Центра» и обслуживаются его филиалом – «Липецкэнерго». В таблице 21 представлен уровень потерь в распределительных сетях энергосистемы Липецкой области.

Таблица 21 – Уровень потерь в сетях 35–110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

Показатель	Класс напряжения	2016	2017	2018	2019	2020
Уровень потерь электроэнергии в сети, %	110 кВ	3,94	2,99	3,08	1,98	1,41
	35 кВ	12,35	5,96	10,63	6,23	4,33

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.

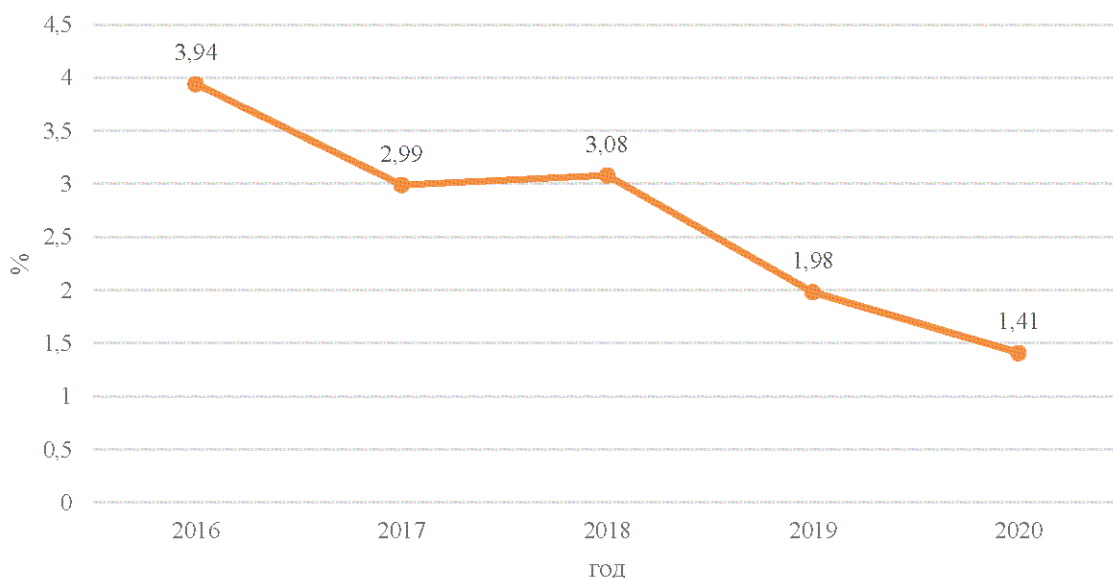


Рисунок 7 – Динамика изменения уровня потерь в электрической сети 110 кВ

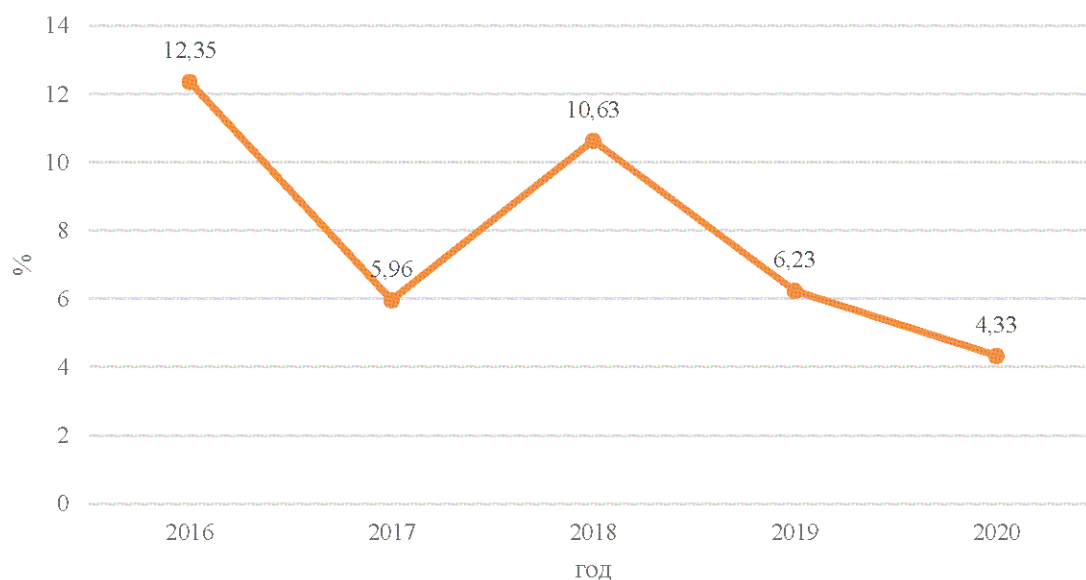


Рисунок 8 – Динамика изменения уровня потерь в электрической сети 35 кВ

## 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 22. Графическое отображение структуры установленной мощности по видам собственности представлена на рисунке 9.

Таблица 22 – Структура установленной мощности на территории Липецкой области

№ п/п	Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт	Доля	План по вводам, модернизации и выводу из эксплуатации
1	Липецкая ТЭЦ-2	515	44,2%	–
2	Елецкая ТЭЦ	57	4,9%	Вывод из эксплуатации 52 МВт <sup>1</sup>
3	Данковская ТЭЦ	9	0,8%	–
4	ТЭЦ ПАО «НЛМК»	332	28,5%	–
5	УТЭЦ ПАО «НЛМК»	150	12,9%	–
6	ГТРС ПАО «НЛМК»	40	3,4%	–
7	ТЭЦ ООО «ЛТК Свободный Сокол»	12	1%	–
8	Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	6,704	0,6%	–
9	ТЭЦ сахарных заводов <sup>2</sup>	42,77	3,7%	–
<b>Всего по Липецкой области:</b>		<b>1164,474</b>	<b>100%</b>	<b>– 52 МВт</b>

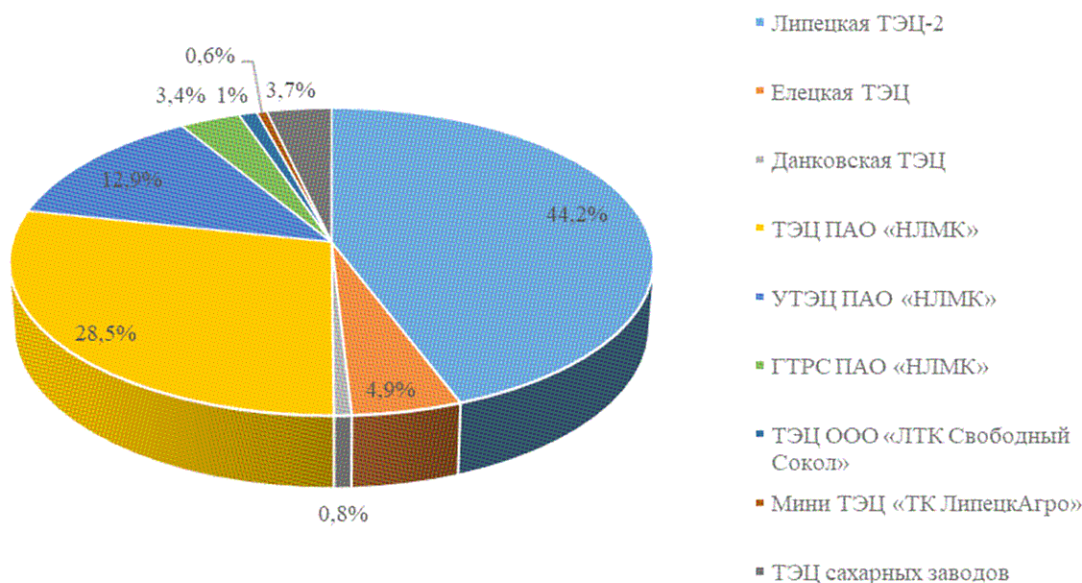


Рисунок 9 – Структура установленной мощности по видам собственности

<sup>1</sup> 27.01.2021 г. осуществлены вывод и консервация генерирующего оборудования.

<sup>2</sup> Указана суммарная установленная мощность по ТЭЦ Добринского сахарного завода (с/з), Грязинского с/з, Лебедянского с/з, Боринского с/з, Хмелинецкого с/з и с/з г. Елец

## 2.8 Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям

В таблице 23 представлены существующие электростанций, в том числе электростанции промышленных предприятий, установленная мощность которых превышает 5 МВт, с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям.

Таблица 23 – Электростанции на территории Липецкой области

№ п/п	Наименование электростанции	Наименование организации (предприятия)
1	Липецкая ТЭЦ-2	Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»
2	Елецкая ТЭЦ	
3	Данковская ТЭЦ	
4	ТЭЦ	ПАО «НЛМК» (собственное потребление)
5	УТЭЦ	
6	ГТРС	
7	ТЭЦ Добринского сахарного завода	ПАО «Добринский сахарный завод» (собственное потребление + продажа на розничном рынке ОАО «ЛЭСК»)
8	ТЭЦ Грязинского сахарного завода	ЗАО «Грязинский сахарный завод» (собственное потребление + продажа на розничном рынке ОАО «ЛЭСК»)
9	ТЭЦ Лебедянского сахарного завода	ОАО «Лебедянский сахарный завод» (собственное потребление)
10	ТЭЦ сахарного завода в г. Елец	ООО «Агроснабсахар» (собственное потребление)
11	ТЭЦ Боринского сахарного завода	АО «Агропромышленное объединение «Аврора»» (собственное потребление)
12	ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода	
13	ТЭЦ «ЛТК «Свободный Сокол»	ООО «ЛТК «Свободный Сокол» (собственное потребление)
14	Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	ООО «ТК ЛипецкАгро» (собственное потребление)

## 2.9 Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

В таблице 24 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 24 – Выработка электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

№ п/п	Наименование электростанции	Выработка электроэнергии, млн кВт·ч					Доля 2020
		2016	2017	2018	2019	2020	

<b>Филиал ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»</b>		<b>1416,8</b>	<b>1308,3</b>	<b>1207,66</b>	<b>1105,6</b>	<b>1076,9</b>	<b>19,6%</b>
1	Липецкая ТЭЦ-2	1252,5	1098,6	1123,0	1018,7	1022,6	18,7%
2	Елецкая ТЭЦ	143,5	190,1	60,04	60,5	28,5	0,5%
3	Данковская ТЭЦ	20,8	19,6	24,6	26,4	25,8	0,5%
<b>Электростанции ПАО «НЛМК»</b>		<b>3662,7</b>	<b>3531,8</b>	<b>3945,5</b>	<b>4184,9</b>	<b>4218,5</b>	<b>77,0%</b>
4	ТЭЦ ПАО «НЛМК»	2277,3	2217,2	2502,5	2749,8	2677,0	48,8%
5	УТЭЦ ПАО «НЛМК»	1278,2	1172,8	1294,6	1304,6	1359,8	24,8%
6	ГТРС ПАО «НЛМК»	107,2	141,8	148,4	130,5	181,7	3,3%
<b>Электростанции сахарных заводов</b>		<b>90,7</b>	<b>96,6</b>	<b>124,8</b>	<b>159,9</b>	<b>160,9</b>	<b>2,9%</b>
7	ТЭЦ Добринского сахарного завода	33,2	41,1	57,3	75,7	58,7	1,1%
8	ТЭЦ Грязинского сахарного завода	18,2	11,9	22,4	17,6	18,9	0,3%
9	ТЭЦ Лебедянского сахарного завода	29,5	29,9	32	30,1	30,5	0,6%
10	ТЭЦ Боринского сахарного завода	5,3	6,4	6,3	5,9	5,7	0,1%
11	ТЭЦ Хмелинецкого сахарного завода	4,5	7,3	6,8	5,9	5,4	0,1%
12	ТЭЦ сахарного завода в г. Елец				24,7	41,6	0,8%
<b>Другие электростанции</b>		<b>20,8</b>	<b>33,5</b>	<b>26,9</b>	<b>19,8</b>	<b>24,4</b>	<b>0,4%</b>
13	Мини ТЭЦ «ТК ЛипецкАгро»	16,2	28,1	22,5	19,8	24,4	0,4%
14	ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	4,6	5,4	4,4	0	0,0	0,0%
<b>Итого по Липецкой области:</b>		<b>5191,0</b>	<b>4970,2</b>	<b>5304,9</b>	<b>5470,2</b>	<b>5480,7</b>	<b>100%</b>

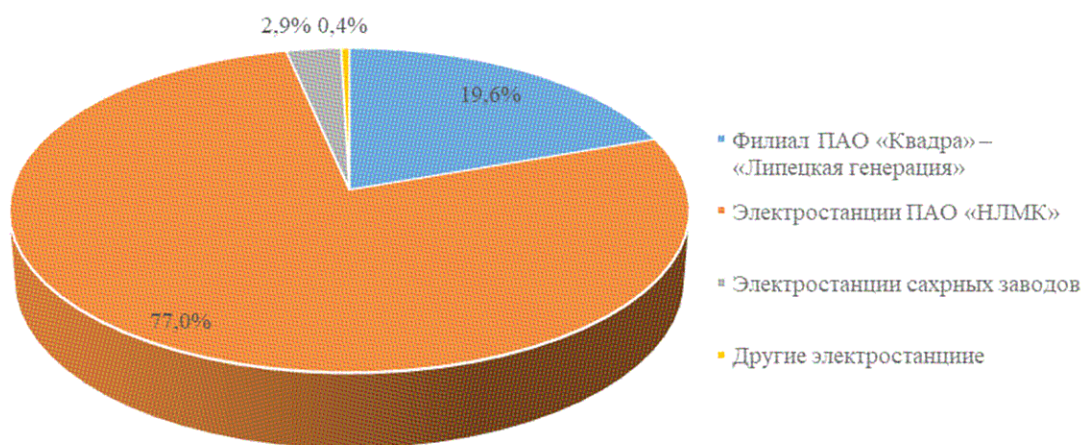


Рисунок 10 – Структура выработки электроэнергии по видам собственности

## 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 25 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 25 – Фактический баланс электроэнергии энергосистемы Липецкой области

№ п/п	Показатель	Год				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	Фактическое потребление электроэнергии, млн кВт·ч	12392,4	12545,9	13008,2	12884,4	13173,2
	Динамика потребления электроэнергии к аналогичному периоду прошлого года, %	–	1,2	3,7	-1,0	2,2
2	Фактическое производство электроэнергии, млн кВт·ч	5191	4970,2	5304,9	5470,2	5480,7
	Динамика производства электроэнергии к аналогичному периоду прошлого года, %	–	-4,3	6,7	3,1	0,2



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 26 представлен фактический баланс мощности энергосистемы Липецкой области за последние 5 лет. На рисунке 12 показано изменение баланса мощности за последние 5 лет.

Таблица 26 – Фактический баланс мощности энергосистемы Липецкой области

№ п/п	Мощность	Год				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	Дата, час максимума	14.12 10:00	12.01 17:00	17.12 10:00	06.12. 18:00	14.12 09:00
2	Установленная мощность электростанций	1137,2	1137,2	1157,2	1168,47	1164,47
3	Ограничения установленной мощности	40,05	55,3	53,23	52,63	45,04
4	Располагаемая мощность электростанций (2-3+10)	1106,77	1095,09	1120,85	1139,88	1143,98
5	Ремонтное снижение мощности	180	160	50	110	0
6	Мощность в консервации	0	0	0	0	0
7	Рабочая мощность (4 – (5 + 6))	926,77	935,09	1070,85	1029,88	1143,98
8	Мощность в резерве (7-9)	120,49	274,31	244,47	287,37	319,65
9	Нагрузка электростанций	806,28	660,78	826,38	742,51	824,33
10	В том числе превышение нагрузки над установленной мощностью на включенном оборудовании	9,62	13,19	16,88	24,04	24,55
11	Максимум потребления	1846,95	1809	1928,02	1924,75	2086
12	Сальдо перетоков (11-9)	1040,67	1148,22	1101,64	1182,24	1262,1
13	Дефицит (-) / избыток (+) (7-11)	-920,18	-873,91	-857,17	-894,87	-942,02



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 27 представлены значения энергоёмкости валового регионального (ВРП<sup>3</sup>), электроёмкости ВРП и потребления электроэнергии по Липецкой области за последние 5 лет.

Таблица 27 – Динамика основных показателей энерго- и электроэффективности

Год	Энергоёмкость ВРП, т.у.т/млн руб.	Электроёмкость ВРП, кВт ч/тыс руб.	Потребление электроэнергии на душу населения, кВт ч/чел.
2016	41,88	25,18	956,34
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

<sup>3</sup> Валовой региональный продукт (ВРП) – обобщающий показатель экономической деятельности региона, характеризующий процесс производства товаров и услуг для конечного использования.



## 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 «МРСК Центра» – «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 28 и 29 – по подстанциям 35 кВ и выше и по ЛЭП 35 кВ и выше соответственно.

Таблица 28 – Сводные данные по ПС 35 кВ и выше

№ п/п	Класс напряжения ПС	Кол-во, шт.	Общая мощность ПС, МВА
Данные по энергосистеме Липецкой области			
1.1	500 кВ	3	3507
1.2	220 кВ	18	4801
1.3	110 кВ	97	6564,9
1.4	35 кВ	163	1064,62
<b>ВСЕГО:</b>		<b>281</b>	<b>15937,52</b>
в том числе:			
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»			
2.1	500 кВ	3	3507
2.2	220 кВ	11	3621
2.3	110 кВ	1	6,3
2.4	35 кВ	0	0
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»			
3.1	500 кВ	0	0
3.2	220 кВ	0	0
3.3	110 кВ	56	2096,6
3.4	35 кВ	143	895,9
АО «ЛГЭК»			
4.1	500 кВ	0	0
4.2	220 кВ	0	0
4.3	110 кВ	0	0
4.4	35 кВ	3	61,5
ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению			
5.1	500 кВ	0	0
5.2	220 кВ	4	320

№ п/п	Класс напряжения ПС	Кол-во, шт.	Общая мощность ПС, МВА
5.3	110 кВ	3	240
5.4	35 кВ	1	20
ПС в собственности других организаций			
6.1	500 кВ	0	0
6.2	220 кВ	3	860
6.3	110 кВ	37	4222
6.4	35 кВ	16	87,22

Таблица 29 – Сводные данные по ЛЭП 35 кВ и выше

№ п/п	Класс напряжения ЛЭП	Кол-во, шт.	Протяженность ЛЭП, км	
			по цепям	по трассе
Данные по энергосистеме Липецкой области				
1.1	500 кВ	10	532,4	532,4
1.2	220 кВ	35	1148,8	915,9
1.3	110 кВ	109	2535,7	1663,5
1.4	35 кВ	209	2669,0	2375,1
<b>ВСЕГО:</b>		<b>363</b>	<b>6885,9</b>	<b>5486,9</b>
в том числе:				
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – «Верхне-Донское ПМЭС»				
2.1	500 кВ	10	532,4	532,4
2.2	220 кВ	34	1112,2	879,4
2.3	110 кВ	1	1,3	1,3
2.4	35 кВ	1	0,6	0,6
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»				
3.1	500 кВ	0	0,0	0,0
3.2	220 кВ	0	0,0	0,0
3.3	110 кВ	72	2366,1	1512,4
3.4	35 кВ	189	2613,2	2337,1
АО «ЛГЭК»				
4.1	500 кВ	0	0,0	0,0
4.2	220 кВ	0	0,0	0,0
4.3	110 кВ	0	0,0	0,0
4.4	35 кВ	7	18,6	9,6
ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению				
5.1	500 кВ	0	0,0	0,0
5.2	220 кВ	1	36,6	36,6
5.3	110 кВ	1	55,7	55,7
5.4	35 кВ	1	6,0	6,0
ЛЭП в собственности других организаций				
6.1	500 кВ	0	0,0	0,0
6.2	220 кВ	0	0,0	0,0
6.3	110 кВ	35	112,7	94,1
6.4	35 кВ	11	30,6	21,8

### **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 Металлургическая с установленной автотрансформаторной мощностью 2х250 МВА в основном задействована под обеспечение электроэнергией потребителей ПАО «НЛМК». Также через неё осуществляется выдача мощности Липецкой ТЭЦ-2.

В настоящее время осуществляется комплексная реконструкция ПС 220 кВ Правобережная (ПС 220 кВ Правобережная старая) с заменой всего основного оборудования. На реконструируемой подстанции планируется установка четырех автотрансформаторов по 150 МВА, из них два с напряжением обмоток 220/110/35 кВ и два с напряжением 220/110/10 кВ (три автотрансформатора на настоящий момент уже смонтированы и введены в работу).

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 2х250 МВА, которая отведена под обеспечение электроэнергией потребителей АО «ОЭЗ ППТ «Липецк». Подключение подстанции выполнено заходами от ВЛ 220 кВ Липецкая – Metallургическая I цепь и ВЛ 220 кВ Липецкая – Metallургическая II цепь.

### 2.12.2 Общая характеристика объектов электросетевого хозяйства 110 кВ

Распределительные электрические сети на территории Липецкой области в основном являются объектами ПАО «МРСК Центра» 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 (включая потребительские) с разделением по количеству трансформаторов центра питания по состоянию на 2020 год представлена в таблице 30.

Таблица 30 – 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
<b>ВСЕГО</b>	<b>97</b>	<b>6564,9</b>

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 31 и 32 представлена сводная информация о сроках службы основных электросетевых объектов филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» с учетом обновления объектов в ходе реконструкции (базовым для оценки срока службы принят 2020 год). На рисунке 13 представлено процентное соотношение по срокам службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго». На рисунке 14 представлено процентное соотношение по срокам службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра»–«Липецкэнерго».

Таблица 31 – Срок службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля
40 лет и более	10	37,0%	7	50,0%	4	27%	21	37,5%
от 30 до 39 лет	7	25,9%	1	7,1%	8	53%	16	28,6%
от 20 до 29 лет	1	3,7%	2	14,3%	2	13,3%	5	8,9%
от 10 до 19 лет	3	11,1%	1	7,1%	0	0%	4	7,1%
менее 10 лет	6	22%	3	21,4%	1	6,7%	10	17,9%
<b>ИТОГО</b>	<b>27</b>	<b>100%</b>	<b>14</b>	<b>100%</b>	<b>15</b>	<b>100%</b>	<b>56</b>	<b>100%</b>

Таблица 32 – Срок службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	км	Доля	км	Доля	км	Доля	км	Доля
50 лет и более	106,4	11,6%	109,4	15,7%	58,3	7,7%	274,1	11,6%
от 40 до 49 лет	292,9	32,0%	190,3	27,4%	146,0	19,3%	629,2	26,6%
от 30 до 39 лет	287,8	31,4%	260,4	37,5%	433,3	57,4%	981,4	41,5%
от 20 до 29 лет	124,3	13,6%	128,9	18,5%	83,9	11,1%	337,1	14,2%
от 10 до 19 лет	60,1	6,6%	5,1	0,7%	0,0	0,0%	65,2	2,8%
менее 10 лет	44,6	4,9%	0,7	0,1%	33,8	4,5%	79,1	3,3%
<b>ИТОГО</b>	<b>916,1</b>	<b>100%</b>	<b>694,7</b>	<b>100%</b>	<b>755,3</b>	<b>100%</b>	<b>2366,1</b>	<b>100%</b>

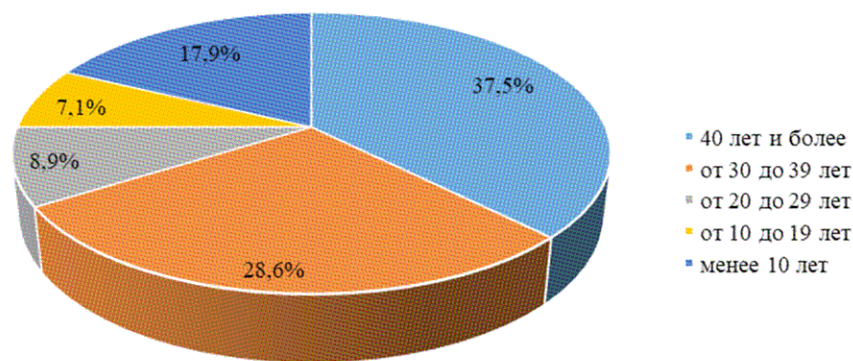


Рисунок 13 – Диаграмма процентного соотношения по срокам службы ПС 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

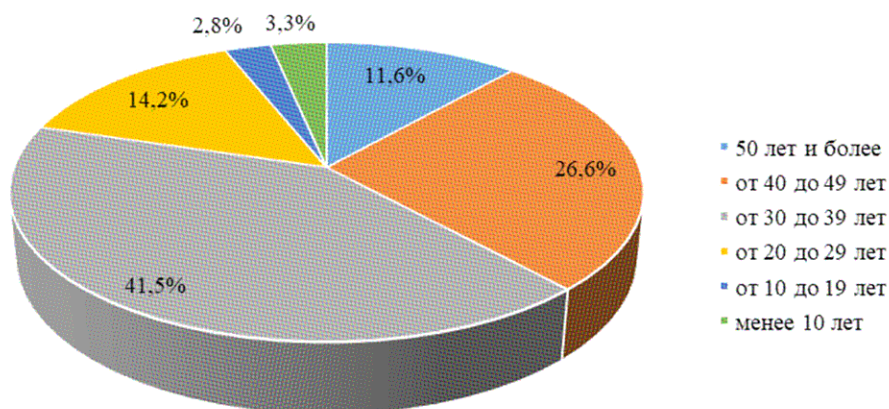


Рисунок 14 – Диаграмма процентного соотношения по срокам службы ЛЭП 110 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

Перечень мероприятий по вводу, строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 110 кВ за отчетный период с разбивкой по годам реализации представлен в таблице 33.

Таблица 33 – Вводы ВЛ (КЛ) 110 кВ и трансформаторной мощности на ПС 110 кВ

№ п/п	Мероприятие	Год
1	Строительство и ввод в работу ПС 110 кВ Рождество с одним трансформатором 25 МВА	2016
2	Строительство и ввод в работу одноцепной ВЛ 110 кВ для подключения мобильной ПС для ОЭЗ Елецпром протяженностью 0,701 км	2016
3	Реконструкция ПС 110/35/6 кВ Новая Деревня с заменой Т-2 мощностью 6,3 МВА на 10 МВА	2016
4	Выполнен первый этап реконструкции ПС 110 кВ Привокзальная (замена Т-2 мощностью 20 МВА на 40 МВА)	2016
5	Перемещение силовых трансформаторов: Т-1 мощностью 2,5 МВА с ПС 110 кВ Капарты на ПС 110 кВ Лукошкино и Т-1 мощностью 10 МВА с ПС 110 кВ	2016

№ п/п	Мероприятие	Год
	Лукошкино на ПС 110 кВ Кашары.	
6	Реконструкция ПС 110 кВ Юго-Западная с монтажом трансформатора Т-3 мощностью 40 МВА	2016-2017
7	Установка и ввод в работу мобильной ПС с трансформатором 25 МВА (ПС 110 кВ Елецпром) на площадку для электроснабжения ОЭЗ Елецпром	2016-2018
8	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
9	Строительство и ввод в работу ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка I (II) цепь	2018
10	Реконструкция участков ВЛ 110 кВ Елецкая 220 – Правобережная I, II цепь, находящихся в неудовлетворительном техническом состоянии	2018
11	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
12	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
13	Реконструкция ПС 110 кВ Донская с заменой трансформатора Т-2 10 МВА по техническому состоянию (без увеличения мощности)	2020

### 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 34.

Таблица 34 – 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
<b>ВСЕГО</b>	<b>163</b>	<b>1064,6</b>

Доля ПС 35 кВ от общего количества по энергосистеме Липецкой области (включая потребительские ПС), находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго», составляет 88%. Доля ЛЭП 35 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго», по суммарной протяженности составляет около 97%.

В таблицах 35 и 36 представлена сводная информация о сроках службы основных электросетевых объектов филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» с учетом обновления объектов в ходе реконструкции (базовым для оценки срока службы принят 2020 год). На рисунке 15 представлено процентное соотношение по срокам службы ПС 35 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго». На рисунке 16 представлено процентное соотношение по срокам службы ЛЭП 35 кВ, находящихся на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго».

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

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля	Кол-во	Доля
40 лет и более	32	50%	22	48,9%	18	52,9%	72	50,3%
от 30 до 39 лет	16	25%	19	42,2%	10	29,4%	45	31,5%
от 20 до 29 лет	6	9,4%	3	6,7%	4	11,8%	13	9,1%
от 10 до 19 лет	2	3,1%	0	0%	1	2,9%	3	2,1%
менее 10 лет	8	12,5%	1	2,2%	1	2,9%	10	7%
<b>ИТОГО</b>	<b>64</b>	<b>100%</b>	<b>45</b>	<b>100%</b>	<b>34</b>	<b>100%</b>	<b>143</b>	<b>100%</b>

Таблица 36 – Срок службы ВЛ 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

Срок службы, лет	Липецкий участок		Елецкий участок		Лебедянский участок		Всего по области	
	км	Доля	км	Доля	км	Доля	км	Доля
50 лет и более	134,0	13,2%	109,8	13,5%	114,6	14,6%	358,4	13,7%
от 40 до 49 лет	441,4	43,4%	357,6	44,1%	290,1	37,0%	1089,1	41,7%
от 30 до 39 лет	312,6	30,7%	288,8	35,6%	275,7	35,2%	877,1	33,6%
от 20 до 29 лет	102,3	10,0%	55,3	6,8%	80,4	10,3%	237,9	9,1%
от 10 до 29 лет	27,5	2,7%	0,0	0,0%	13,0	1,7%	40,5	1,5%
менее 10 лет	0,0	0,0%	0,0	0,0%	10,1	1,3%	10,2	0,4%
<b>ИТОГО</b>	<b>1017,8</b>	<b>100%</b>	<b>811,5</b>	<b>100%</b>	<b>783,9</b>	<b>100%</b>	<b>2613,2</b>	<b>100%</b>



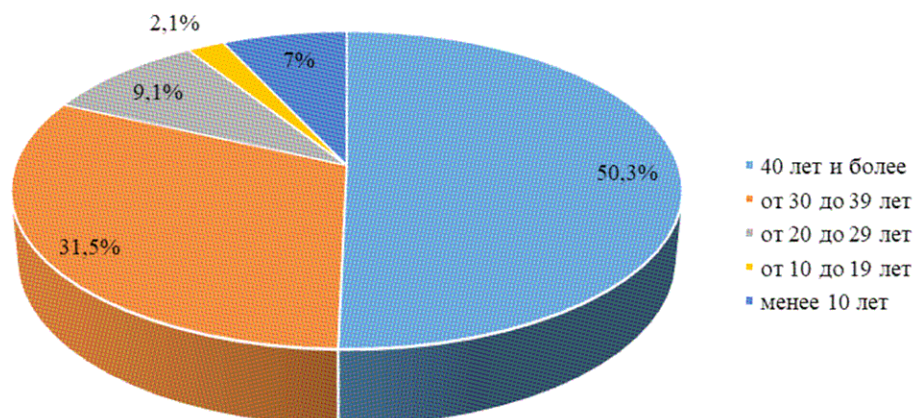


Рисунок 15 – Диаграмма срока службы ПС 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

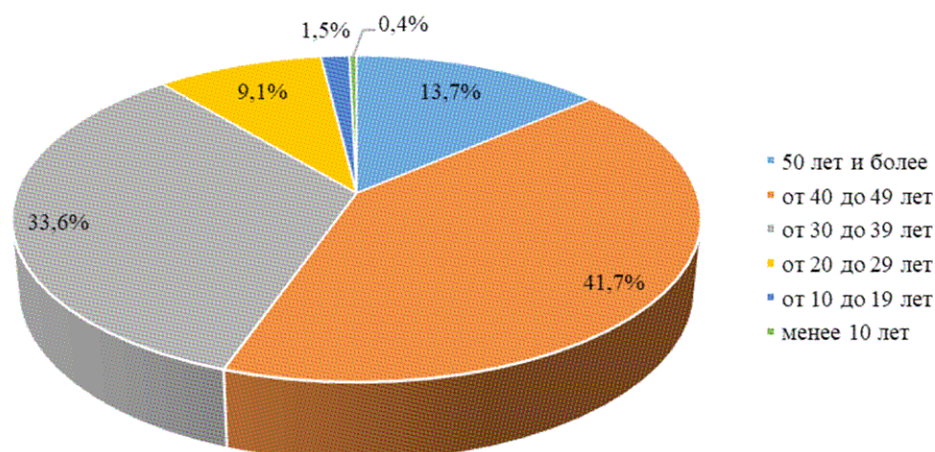


Рисунок 16 – Диаграмма срока службы ВЛ 35 кВ, находящихся на балансе филиала «Липецкэнерго»

Перечень мероприятий по вводу, строительству и реконструкции электросетевых объектов напряжением 35 кВ за отчетный период с разбивкой годам реализации представлен в таблице 37.

Таблица 37 – Вводы ВЛ (КЛ) 35 кВ и трансформаторной мощности на ПС 110 кВ

№ п/п	Мероприятие	Год
1	Реконструкция ПС 35 кВ Борино с заменой трансформаторов Т-1, Т-2 мощностью 2х4 МВА на 2х6,3 МВА	2016
2	Реконструкция ПС 35/10 кВ Борисовка с заменой Т-2 мощностью 2,5 МВА на 4 МВА	2016

№ п/п	Мероприятие	Год
3	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
4	Установка и ввод в работу мобильной ПС 35 кВ 4 МВА (ПС 35 кВ Романово) для электроснабжения поселка Романово с подключением к КЛ 35 кВ	2017-2018
5	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 38 приведен перечень внешних электрических связей энергосистемы Липецкой области со смежными энергосистемами.

Таблица 38 – Внешние электрические связи энергосистемы Липецкой области

№ п/п	Наименование смежной энергосистемы	Класс ВЛ	Наименование электрической связи
1.1	Энергосистема Тамбовской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Липецкая – Тамбовская
1.2		220 кВ	ВЛ 220 кВ Липецкая – Мичуринская I цепь
1.3			ВЛ 220 кВ Липецкая – Котовская
1.4			ВЛ 220 кВ Липецкая – Мичуринская II цепь
1.5		110 кВ	ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская (ВЛ 110 кВ Чаплыгин-2)
2.1	Энергосистема Рязанской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Западная
2.2			ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Липецкая Восточная
3.1	Энергосистема Воронежской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Борино – Воронежская
3.2			ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС
3.3			ВЛ 500 кВ Донская – Елецкая
3.4		220 кВ	ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья
3.5			ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая
4.1	Энергосистема Орловской области	220 кВ	ВЛ 220 кВ Елецкая – Ливны
4.2			ВЛ 220 кВ Елецкая 220 – Ливны с отпайкой на ПС Тербуны
5.1	Энергосистема Брянской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Белобережская – Елецкая
6.1	Энергосистема Курской области	110 кВ	ВЛ 110 кВ Набережное – Касторное
7.1	Энергосистема Волгоградской области	500 кВ	ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Восточная
7.2			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.

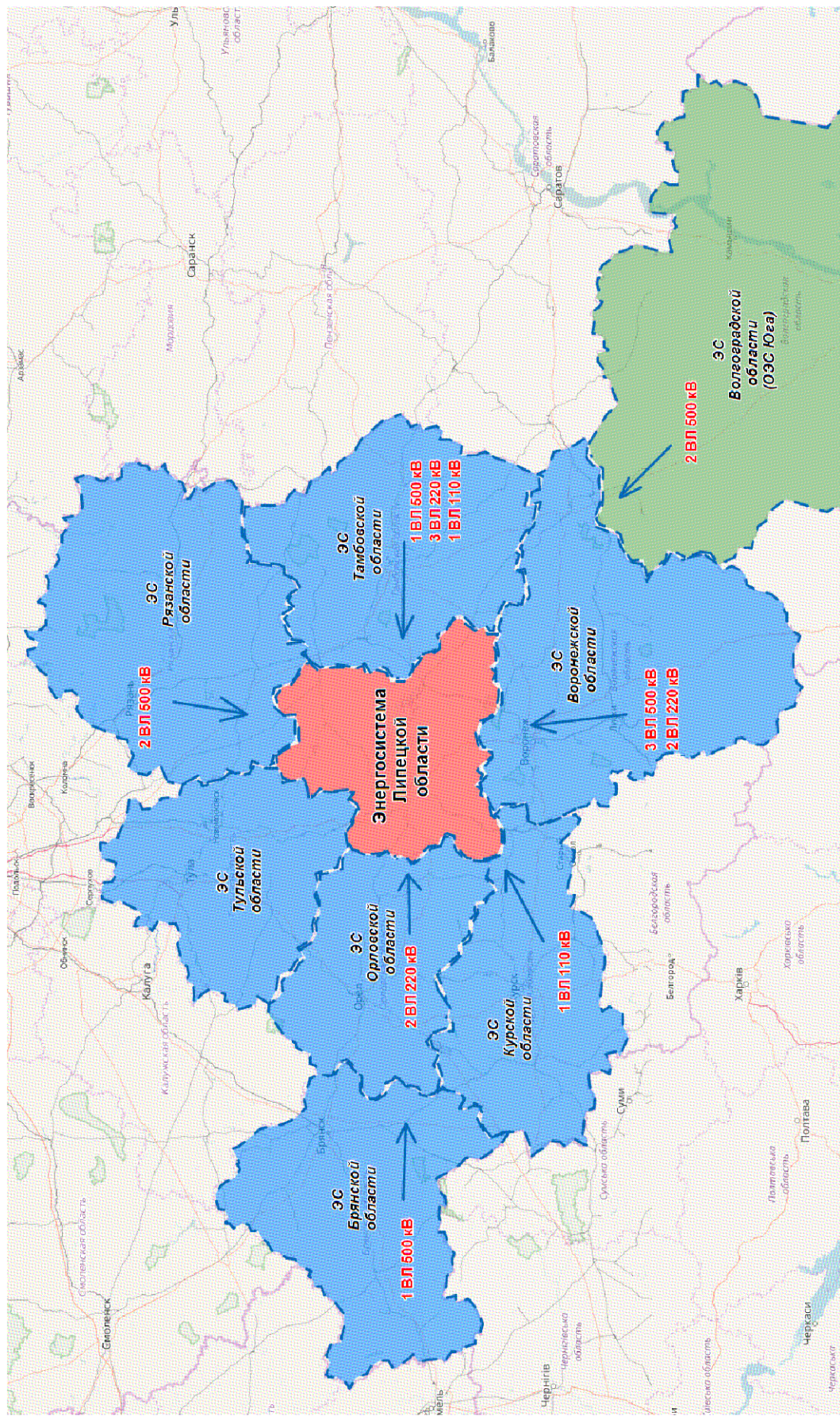


Рисунок 17 – Схема внешних электрических связей 110–500 кВ энергосистемы Липецкой области

## **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 «МРСК Центра» – «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 2x250 МВА – отведена под обеспечение электроэнергией потребителей АО «ОЭЗ ППТ «Липецк».
2. Новые центры питания филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»:
  - ПС 110/10 кВ Рождество с установленной мощностью 1x25 МВА – обеспечение электроэнергией потребителей с. Гребенкино Краснинского района.  
в том числе мобильные подстанции:
    - МПС 110/10 кВ Елецпром с установленной мощностью 1x25 МВА в г. Елец;
    - МПС 35/10 кВ Романово с установленной мощностью 1x4 МВА в с. Ленино Липецкого района.
3. Новые центры питания наиболее крупных потребителей:
  - ПС 110/10 кВ Данков-Тепличная с установленной мощностью 2x25 МВА и 1 x50 МВА – обеспечение электроэнергией потребителей ООО «ТК ЛипецкАгро»;
  - ПС 110/10 кВ Аграрная с установленной мощностью 1x63 МВА и 1x100 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**

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 нормативных возмущениях из нормальной, а также из ремонтных схем показал, что уровни напряжений 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 номинальной токовой нагрузки 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 номинальной токовой нагрузки трансформаторного оборудования и ЛЭП.

#### **АТ-1 ПС 220 кВ Сокол, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая (ВЛ 110 кВ Чугун Левая)**

Превышение номинальной токовой нагрузки АТ-1 ПС 220 кВ Сокол и АДТН ВЛ 110 кВ Чугун Левая выявлено в схеме ремонта АТ-1 ПС 220 кВ Металлургическая при аварийном отключении АТ-2 Металлургическая, максимальная токовая нагрузка выявлена в период летних минимальных нагрузок и составляет для АТ-1 ПС 220 кВ Сокол – 372 А (119% от  $I_{ДДТН}$ , аварийно допустимая токовая нагрузка в течение двадцати минут не превышена), для ВЛ 110 кВ Чугун Левая – 587 А (110% от  $I_{ДДТН}$ ,  $I_{АДТН}$ ). Необходимо отметить, что в рассматриваемой схемно-режимной ситуации ВЛ 110 кВ Чугун Правая находится в отключенном состоянии согласно контрольному замеру за отчетный период.

Согласно данным собственника оборудования, длительно допустимая токовая загрузка при температуре окружающей среды плюс 20°C для АТ-1 ПС 220 кВ Сокол составляет 313 А (обмотка ВН АТ-1, АТ-2), допустимая в течение 20 минут токовая загрузка – 377 А.

ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Чугун Левая при температуре окружающего воздуха плюс 20°C составляет 536 А.

Для недопущения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Чугун Левая рекомендуется в схеме ремонта АТ-1(АТ-2) ПС 220 кВ Металлургическая обеспечить загрузку Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину.

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

### **3 Особенности и проблемы функционирования энергосистемы Липецкой области**

#### **3.1 Показатели, характеризующие электросетевой комплекс Липецкой области**

В таблице 39 представлены значения показателей за последние 5 лет, характеризующие деятельность филиала ПАО «МРСК Центра» – «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 39 – Характеристика электросетевого комплекса филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

№ п/п	Показатель	2016	2017	2018	2019	2020	
1	Уровень потерь электроэнергии в сети, %	110 кВ	3,94	2,99	3,08	1,98	1,41
		35 кВ	12,35	5,96	10,63	6,23	4,33
2	Величина недоотпуска, МВт·час	149,33	163,11	112,2	175,84	211,09	
3	Аварийность, аварий/1000, у.е.	2,53	2,54	2,52	2,51	2,03	
4	Износ оборудования, %	64,23	65,16	66,15	66,2	69,53	
5	Число центров питания с ограниченной пропускной способностью/общее количество центров питания, %	23	21	6	7	9	
6	Загрузка центров питания/ установленная мощность центров питания, %	31	31	28,9	26,5	27,6	

### **3.2 Анализ текущего состояния и рекомендации по переустройству электросетевых объектов 110 кВ**

#### **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 4.9.8.

#### **3.2.2 Анализ существующей загрузки ЛЭП 35–110 кВ**

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

#### **3.2.3 Анализ уровней напряжений в электрической сети 35 кВ и выше**

Анализ уровней напряжений в электрической сети 35 кВ и выше показывает, что уровни напряжения находятся в пределах допустимых значений. Разработка дополнительных мероприятий по обеспечению допустимых уровней напряжений 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 Лебедянь** – техническое состояние основного оборудования признано неудовлетворительным. Срок трансформаторов превышает нормативный. Необходимо выполнить полную реконструкцию ПС Лебедянь 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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «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 «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 23.09.2015 г.).

В таблице 40 приведены объемы работ по реконструкции ВЛ 35–110 кВ.

Таблица 40 – Объемы работ по реконструкции ВЛ 35–110 кВ

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ	Основание
1	ВЛ 110 кВ Доброе	33,7	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита	2021	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 07.05.2015 г.
2	ВЛ 110 кВ Касторное	26,9	Замена провода на провод аналогичного сечения и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор №16-17, №92-93, выполнить двойное крепление провода на опорах №16,17,92,93	2021	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 05.05.2015 г.
3	ВЛ 110 кВ Ольховец	7,49	Замена 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 ЖД в соответствии с ПУЭ	2023	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 30.04.2013 г.
4	ВЛ 110 кВ Становая Правая, ВЛ 110 кВ Становая Левая	29	Реконструкция ВЛ с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1-38 протяженностью 8км (2 цели (6 пров.) 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	2021	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 20.07.2014 г.
5	ВЛ 110 кВ Лутошкино Левая, ВЛ 110 кВ Лутошкино Правая	50,6	Реконструкция ВЛ 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, составляет 120/19 мм <sup>2</sup> ) на участке опор №1-263	2022	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 17.03.2015 г.
6	ВЛ 110 кВ 2А	23,1	Замена грозотроса с линейной арматурой 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 «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 23.04.2015 г.
7	ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная с отпайками Левая, ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная с отпайками Правая	18,68	Замена грозотроса с линейной арматурой 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 «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 23.03.2015 г.

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ	Основание
8	ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная с отпайкой на ПС Южная Левая, ВЛ 110 кВ Новая – Правобережная с отпайкой на ПС Южная Правая	19,81	Замена опор 8 шт. (№2, №6, №9, №11, №13, №15, №40, №41), замена провода на провод аналогичного сечения, грозотроса в анкерном пролете №29-43 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 «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 22.04.2015 г.
9	ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская	22,14	Замена грозотроса 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 «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 14.04.2015 г.
10	ВЛ 110 кВ Чаплыгин-1	9	Замена грозотроса с линейной арматурой и гасителями вибрации 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	2024	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 09.04.2015 г.
11	ВЛ 35 кВ Каменная Лубна	19,72	Замена существующего провода в пролетах опор №1-160, замена грозотроса в пролетах №1-13, замена устаревшей изоляции, стальной арматуры и гасителей вибрации на проводе в пролетах опор №1-160, и грозотроса в пролетах опор №1-13. Замена 160 шт. опор №1-160	2023	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 15.07.2015 г.
12	ВЛ 35 кВ Красная Пальня	15,4	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	2023	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 22.04.2015 г.
13	ВЛ 35 кВ Плоское	7,4	Замена провода, изоляции и стальной арматуры	2022	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 14.01.2015 г.
14	ВЛ 35 кВ Политово	16,1	Замена существующего провода 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 подстановка опор 10 шт. в пролете опор №156-166 для габарита.	2022	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 15.07.2015 г.
15	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, №77-79, №84, №88-91, №93, №95, №100, №102, №107-109,	2022	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 29.09.2014 г.

№ п/п	Наименование ВЛ 110 кВ	Протяженность по трассе, км	Объем работ	Год проведения работ	Основание
16	ВЛ 35 кВ Дрезгово-1	7	№111, №114, №115, №124, №127, №129-132, №134-137, №139, №140 Замена существующего провода в пролетах опор №1-75, замена грозотроса в пролетах №1-11, №52-86, №204-213 протяженности, замена устаревшей изоляции, стальной 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	2024	г. Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 15.07.2015 г.
17	ВЛ 35 кВ Борлюно левая, правая с отпайкой к ПС Троицкая	2x14	Замена существующего провода	2024	Акт технического освидетельствования филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 24.10.2014 г.
18	ВЛ 35 кВ Озерки	0,77	Вывос участка оп. №№ 9-14 протяженностью 0,77 км ВЛ 35 кВ Озерки	2022	Письмо филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958
19	ВЛ 35 кВ Веселое	0,6	Вывос участка оп. №№ 90-94 протяженностью 0,6 км ВЛ 35 кВ Веселое	2022	Письмо филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958
20	ВЛ 35 кВ Аксай	0,52	Вывос участка оп. №№ 127-131 протяженностью 0,52 км ВЛ 35 кВ Аксай	2022	Письмо филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958

## **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, а также на улучшение экологической обстановки и качества окружающей среды, являются:

1. Обеспечение внедрения энерго- и ресурсосберегающих технологий.
2. Повышение энергетической эффективности.

В частности, в результате решения этих задач предполагается увеличение доли энергетических ресурсов, производимых с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов, в общем объеме энергетических ресурсов, производимых на территории Липецкой области, до 14,16% к 2024 году.

Реализация поставленных задач планируется за счет модернизации, технологического развития и перехода к рациональному и экологически ответственному использованию ресурсов и за счет стимулирования предприятий, реализующих проекты по повышению энергоэффективности и ресурсо- и энергосбережения, созданию энергосберегающей продукции и технологий, привлечения инвестиций для реализации новых проектов в сфере энергосбережения.

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

- Достижение сбалансированности экономических интересов между производителями энергоресурсов и потребителями.
- Реализация мероприятий по модернизации, энергосбережению, переходу к новым техническим решениям, технологическим процессам и оптимизационным формам управления в энергетическом комплексе.
- Внедрение цифровых технологий, в т.ч. «умных сетей», в энергетическом комплексе.
- Увеличение использования возобновляемых (альтернативных) источников энергии.

При этом отмечаются следующие риски:

- Высокий уровень износа объектов инженерной инфраструктуры энергетического комплекса создает риск снижения качества и надежности обеспечения потребителей энергией в долгосрочной перспективе.
- Рост тарифов на энергоносители и, как результат, повышение стоимости жилья и коммунальных услуг.

- Снижение платежеспособности населения и предприятий, рост задолженности по оплате услуг за энергоресурсы.
- Возможный дефицит высококвалифицированных кадров при внедрении цифровых технологий в энергетическом комплексе.

## 4.2 Прогноз потребления электроэнергии и мощности на период до 2026 года

### 4.2.1 Прогноз потребления электроэнергии и мощности (базовый вариант развития)

Основной вариант прогноза потребления электроэнергии и мощности на период до 2026 года по территории Липецкой области принят в соответствии с базовым вариантом Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы (далее – СиПР ЕЭС 2021–2027 гг.).

Основной сценарий прогнозного изменения потребления электроэнергии по территории Липецкой области, соответствующий базовому варианту СиПР ЕЭС 2021–2027 гг., характеризуется среднегодовым темпом 0,40% процента до 2026 года. Суммарный прогноз прироста потребления электроэнергии за период до 2026 года составляет 555 млн кВт·ч (от 13173,2 млн кВт·ч в 2020 году).

Основной сценарий прогнозного изменения потребления мощности по территории Липецкой области, соответствующий базовому варианту СиПР ЕЭС 2021–2027 гг., характеризуется среднегодовым темпом 1,16% процента за период до 2026 года. Суммарный прогноз прироста максимума нагрузки за период до 2026 года составляет 149 МВт (от 2086 МВт в 2020 году).

Прогноз потребления электроэнергии и мощности (с разбивкой по годам) по территории Липецкой области до 2026 года (базовый вариант развития) представлен в таблицах 41 и 42.

На рисунках 18 и 19 для базового варианта развития представлены графики изменения потребления электрической энергии и собственного максимума энергосистемы Липецкой области до 2026 года соответственно.

Таблица 41 – Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Липецкой области

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13023	13332	13413	13664	13676	13728
Прирост, %	–	2,37	0,61	1,87	0,09	0,38

Таблица 42 – Прогноз потребления мощности энергосистемы Липецкой области

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Собственный максимум, МВт	2123,0	2172,0	2185,0	2219,0	2227,0	2235,0
Прирост, %	–	2,31	0,60	1,56	0,36	0,36

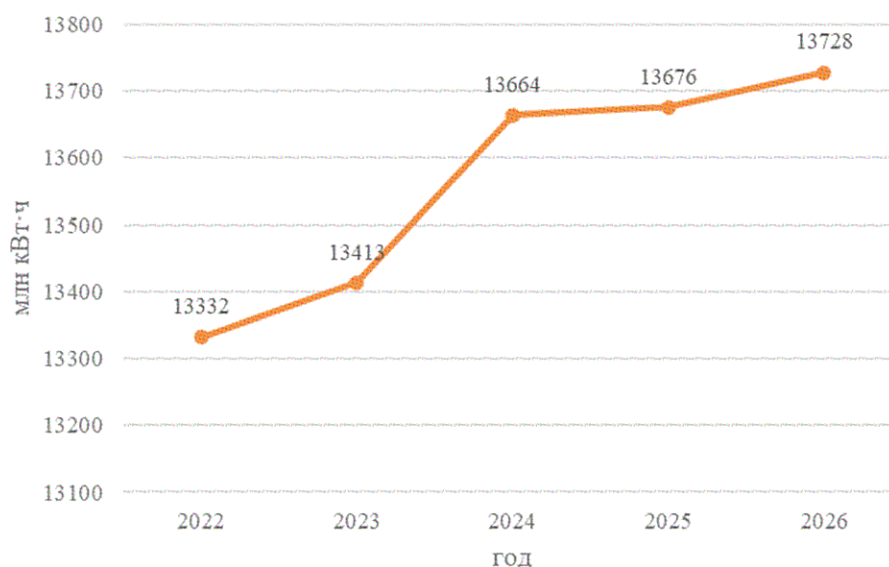


Рисунок 18 – Прогнозное изменение потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области до 2026 года (базовый вариант развития)

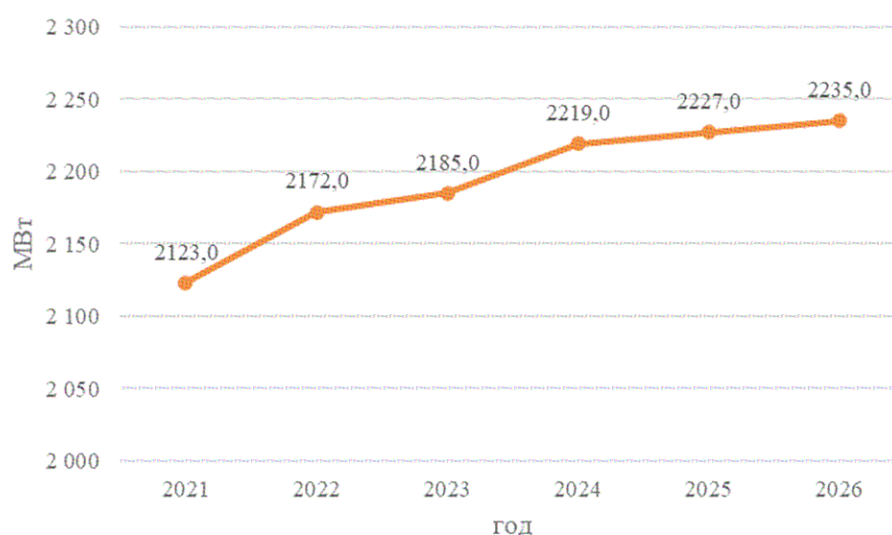


Рисунок 19 – Прогнозное изменение собственного максимума энергосистемы Липецкой области до 2026 года (базовый вариант развития)

#### 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:

– промышленно-производственного типа (ОЭЗ «Данков», ОЭЗ «Тербуны», ОЭЗ «Чаплыгинская», ОЭЗ «Елецпром», приоритетными видами деятельности которых являются производство пищевых продуктов, лекарственных средств, готовых металлических изделий, неметаллических минеральных продуктов,



химическое производство, производство машин и оборудования, электрооборудования);

– обеспечение стабильного роста производства сельскохозяйственной продукции на основе применения новых отечественных сортов семян и видов племенной продукции, развития малых аграрных форм хозяйствования (кооперативов, личных подсобных хозяйств, фермеров).

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

1. Прогноза потребления электрической энергии и мощности СиПР ЕЭС 2021–2027 гг.;
2. Предоставленной информации Управлением сельского хозяйства Липецкой области и АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»:
  - о потребителях, не учтенных в прогнозе потребления электрической энергии и мощности СиПР ЕЭС 2021–2027 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 43 и 44. На рисунках 20 и 21 для регионального варианта развития представлены графики изменения потребления электрической энергии и собственного максимума энергосистемы Липецкой области соответственно.

Таблица 43 – Прогноз потребления электроэнергии энергосистемы Липецкой области (региональный вариант развития)

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13,202	13,636	13,773	14,042	14,071	14,123
Прирост, %	–	3,29	1,00	1,96	0,20	0,37

Таблица 44 – Прогноз потребления мощности энергосистемы Липецкой области (региональный вариант развития)

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Собственный максимум, МВт	2152,2	2221,5	2243,6	2280,4	2291,2	2299,2
Прирост, %	–	3,22	0,99	1,64	0,48	0,35

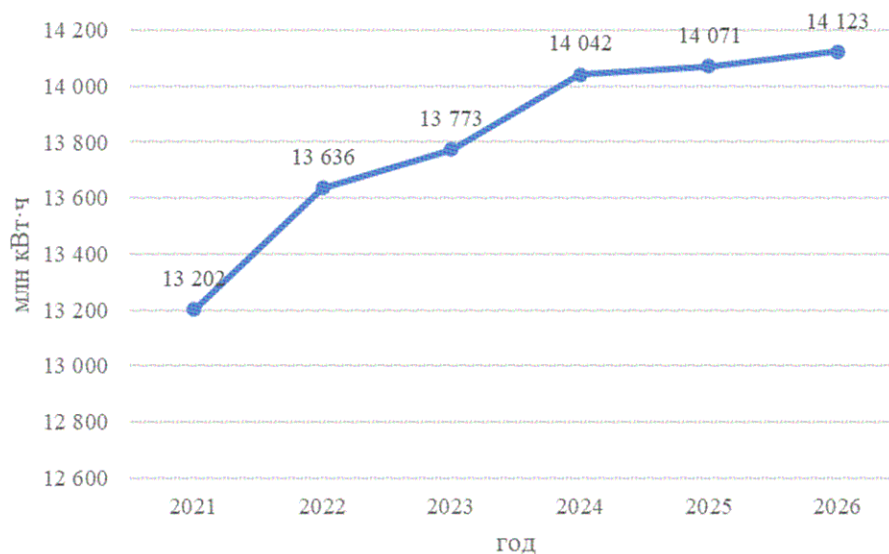


Рисунок 20 – Прогнозное изменение потребления электрической энергии энергосистемы Липецкой области до 2026 года (региональный вариант развития)

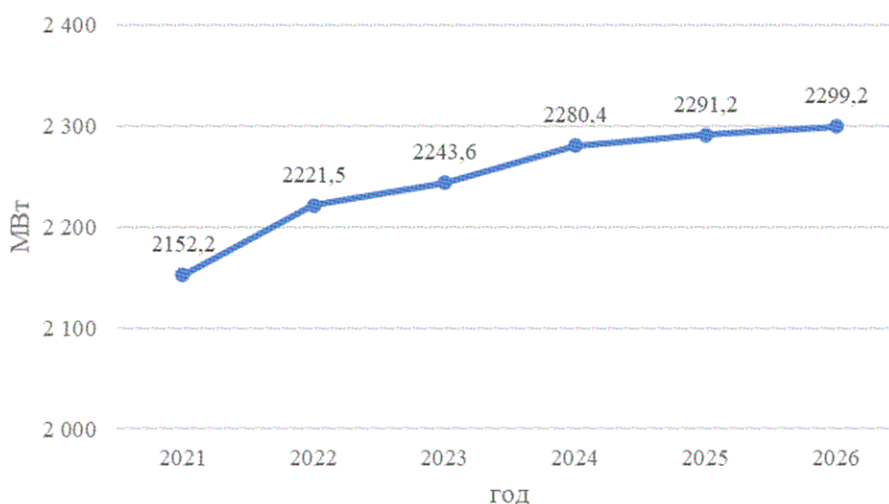


Рисунок 21 – Прогнозное изменение собственного максимума энергосистемы Липецкой области до 2026 года (региональный вариант развития)

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

В таблице 45 приведен перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей энергосистемы Липецкой области с высокой вероятностью реализации предусмотренных СиПР ЕЭС 2021-2027 гг., а также в соответствии с действующими техническими условиями на ТП.

Таблица 45 – Мероприятия по развитию территориальных распределительных сетей энергосистемы Липецкой области (базовый вариант развития)

№ п/п	Наименование проекта	Технические характеристики	Год	Обоснование
-------	----------------------	----------------------------	-----	-------------

	(мероприятие)	объектов проекта	реализации	
		ВЛ (Кол-во х цепность х км) ПС, МВА ТОР (кол-во х Ом)		
1	Строительство ПС 220 кВ РП-3 трансформаторной мощностью 400 МВА (2x200 МВА)	2x200 МВА	2022 <sup>4</sup>	СиПР ЕЭС 2021–2027 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
2	Реконструкция ВЛ 220 кВ Северная – Металлургическая I, II цепь со строительством заходов на ПС 220 кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 6 км (4x1,5 км)	1x4x1,5 км	2022 <sup>4</sup>	СиПР ЕЭС 2021–2027 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
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Липецкая – Казинка I, II цепь с заменой провода ориентировочной протяженностью 19,37 км	1x2x19,37 км	2021 <sup>4</sup>	СиПР ЕЭС 2021–2027 гг.
5	Установка ТОР на ВЛ 110 кВ РП 2 – Металлургическая Левая, ВЛ 110 кВ РП-2 – Металлургическая Правая	2x7,4 Ом	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
6	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 токоограничивающих реакторов 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	4x7,4 Ом	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
7	Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 – РП 2 I, II цепь; ВЛ 110 кВ Металлургическая – РП-2 I, II цепь	1x2x2,4 км	2023	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» энергопринимающих

<sup>4</sup> Год завершения мероприятия принят в соответствии с СиПР ЕЭС 2021–2027 гг.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов проекта	Год реализации	Обоснование
		ВЛ (Кол-во х цепность х км) ПС, МВА ТОР (кол-во х Ом)		
	(образуется путем реконструкции ВЛ 110 кВ РП-2 – Металлургическая Левая, Правая, ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая, Правая)			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
8	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	1x2x1,4 км	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
9	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	1x2x6,6 км	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
10	Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 I цепь, ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 II цепь	1x2x1,6 км	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
11	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	1x1x3,4 км	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
12	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	1x1x0,3	2023 <sup>5</sup>	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

<sup>5</sup> Завершение мероприятия ожидается в 2021 году.

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов проекта	Год реализации	Обоснование
		ВЛ (Кол-во х цепность х км) ПС, МВА ТОР (кол-во х Ом)		
				30.05.2019 с изменениями от 12.03.2020
13	ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1	2х40 МВА (учтено увеличением нагрузки на ПС 220 кВ Елецкая)	2021–2022 <sup>6</sup>	ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» от 19.11.2019 № 20529642
14	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)	2х1х15,5 км	2021–2022 <sup>6</sup>	ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» от 19.11.2019 № 20529642

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

##### ПС 35 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

<sup>6</sup> Ввод объекта и подключение нагрузки ожидается в 2021 году.

2х6,3 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.

В таблице 46 приведен перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей энергосистемы Липецкой области в соответствии региональными планами развития электросетевого комплекса.

Таблица 46 – Мероприятия по развитию территориальных распределительных сетей энергосистемы Липецкой области (региональный вариант развития)

№ п/п	Наименование проекта (мероприятие)	Технические характеристики объектов проекта	Год реализации	Обоснование
		ВЛ (Кол-во х цеп-ность х км) ПС, МВА		
1	Строительство ПС 35 кВ Черная Слобода 2х6,3 МВА	2х6,3 МВА	2025	Электроснабжение мкр. Черная Слобода и Северный в г. Елец
2	Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Восточная до ПС 35 кВ Черная Слобода	1х2х6	2025	Электроснабжение мкр. Черная Слобода и Северный в г. Елец

### **КВЛ 35 кВ Цементная – Студеновская**

В настоящее время от ПС 35 кВ Студеновская и двухцепной ВЛ 35 кВ ПС «Цементная» – ПС «Студеновская» (объекты электросетевого хозяйства АО «ЛГЭК») осуществляется питание потребителей 2 и 3 категории надежности. На момент 2021 года срок службы данных объектов значительно превышает нормативный установленный заводом-изготовителем – свыше 50 лет. Согласно данным собственника, состояние основного оборудования ПС 35 кВ Студеновская находится в удовлетворительном состоянии. Однако износ целого ряда элементов ВЛ 35 кВ ПС «Цементная» – ПС «Студеновская» является весьма значительным: в частности, коррозионный износ несущих элементов стойки и траверсы превышает предельно-допустимое значение.

По данным контрольного замера указанный центр питания несет нагрузку до 12,21 МВА в зимний период и до 9,5 МВА – в летний. С учетом имеющихся договоров на осуществление ТП нагрузка ПС 35 кВ Студеновская может составить 12,73 МВА в зимний период и 10,02 МВА в летний период. При таком уровне нагрузки необходима замена трансформаторного оборудования на трансформаторы большей мощности (см. раздел 4.9.2). Перспективная токовая загрузка ВЛ 35 кВ

ПС «Цементная»–ПС «Студеновская» при единичном отключении одной из цепей не превышает ДДТН и АДТН, однако с учетом нынешнего технического состояния ЛЭП уже приближается к 100%. Таким образом, вследствие ограничиваемой проводом ВЛ 35 кВ ПС «Цементная»–ПС «Студеновская» пропускной способности, дальнейшее увеличение нагрузки данного центра питания и освоение резерва мощности с учетом замены трансформаторного оборудования будут невозможными.

В связи с вышесказанным, а также принимая во внимание условия прохождения данной ЛЭП по заселенной местности, рекомендуется выполнение мероприятия по раскрытию рассматриваемого центра питания — замена ВЛ 35 кВ ПС «Цементная»–ПС «Студеновская» на двухцепную КЛ 35 кВ, выполненную кабелем АПвПУГ-35 кВ сечением 3(1x400)/35 мм<sup>2</sup>. Ориентировочная протяженность указанной линии составит 2x3,8 км.

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

В таблице 47 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 47 – 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					
			2021	2022	2023	2024	2025	2026
1	АО «Оборонэнерго»							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	6,2353	6,1417	6,0496	5,9589	5,8695	-	-
3	ООО «Техноинжиниринг»							
	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	0	0	0	0	0	-	-

№	Наименование показателя	Фактическое значение показателя за 2020 год	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					
			2021	2022	2023	2024	2025	2026
4	ООО «Лонгричбизнес»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	0	0	0	0	0	-	-
5	ОАО «Липецкое торгово-промышленное объединение»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	0	0	0	0	0	-	-
6	Филиал ПАО «МРСК-Центра»-«Липецкэнерго»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	0,0111	0,0542	0,0534	0,0526	0,0518	-	-
7	ОАО «РЖД»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	0,2505	0,2467	0,2430	0,2394	0,2358	-	-
8	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	0	0	0	0	0	-	-
9	ООО «Липецкий силикатный завод»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	0	0	0	0	0	-	-



№	Наименование показателя	Фактическое значение показателя за 2020 год	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования					
			2021	2022	2023	2024	2025	2026
10	АО «ЛГЭК»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	2,1759	2,1424	2,1103	2,0786	2,0474	-	-
11	ООО «ЛТК «Свободный сокол»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	0	0	0	0	0	-	-
12	ООО «Первая сетевая компания»							
	Показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки (P <sub>saidi</sub> )	0	0	0	0	0	-	-

#### 4.4 Детализация электропотребления и максимума нагрузки с выделением потребителей

Детализация электропотребления и максимума нагрузки с выделением потребителей, составляющих не менее 1% потребления региона представлена в таблицах 48 и 49 соответственно.

Таблица 48 – Детализация прогноза потребления электроэнергии энергосистемы Липецкой области

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13023	13332	13413	13664	13676	13728
в том числе:						
АО «ОЭЗ ППТ» «Липецк»	259	294	505	570	636	685
ПАО «НЛМК»	6786	6779	6811	6972	6965	6958
ООО «ТК Елецкие овощи»	400	400	400	400	400	400
ООО «ТК ЛипецкАгро»	134	134	134	134	134	134
ООО «Овощи Черноземья»	157	157	157	157	157	157
ОАО «РЖД» в границах Липецкой области	323	323	323	323	323	323

Таблица 49 – Детализация прогноза потребления мощности энергосистемы Липецкой области

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Собственный максимум, МВт	2123	2172	2185	2219	2227	2235
в том числе:						
АО «ОЭЗ ППТ» «Липецк»	34,07	39,03	70,14	79,57	89,08	96,07
ПАО «НЛМК»	875	875	875	875	875	875
ООО «ТК Елецкие овощи»	142	142	142	142	142	142
ООО «ТК ЛипецкАгро»	50	50	50	50	50	50
ООО «Овощи Черноземья»	60	60	60	60	60	60
ОАО «РЖД» в границах Липецкой области	46	46	46	46	46	46

#### 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 2026 года в связи с закрытием договора поставки мощности намечен вывод парогазового блока Елецкой ТЭЦ филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» суммарной мощностью 52 МВт. В таблице 50 приведен перечень планируемых к выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области с высокой вероятностью реализации, предусмотренных СиПР ЕЭС 2021–2027 гг.

Таблица 50 – Перечень планируемых к выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области

Объект генерации	Ст. №	Тип турбины	Установленная мощность / изменение мощности, МВт	Год вывода
Елецкая ТЭЦ <sup>7</sup>	1	ГТД-20С	20 / -20	2021
	2	ГТД-20С	20 / -20	2021
	5	ПТ-12/13-3.4/1.0-1	12 / -12	2021
<b>ВСЕГО</b>			<b>-52</b>	

##### 4.5.1 Планируемый ввод генерирующих мощностей

В таблице 51 приведен перечень планируемых к строительству генерирующих мощностей на электростанциях Липецкой области с высокой вероятностью реализации, предусмотренных СиПР ЕЭС 2021–2027 гг.

Таблица 51 – 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

<sup>7</sup> 27.01.2021 г. осуществлены вывод и консервация генерирующего оборудования.

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 2026 года по энергосистеме Липецкой области по базовому варианту развития приведена в таблице 52.

Таблица 52 – Перспектива изменения установленной мощности по энергосистеме Липецкой области

Наименование электростанции	Установленная мощность, МВт						
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Липецкая ТЭЦ-2	515	515	515	515	515	515	515
Елецкая ТЭЦ	57	5	5	5	5	5	5
Данковская ТЭЦ	9	9	9	9	9	9	9
ТЭЦ ПАО «НЛМК»	332	332	332	332	332	332	332
УТЭЦ ПАО «НЛМК»	150	150	150	150	150	150	150
ГТРС ПАО «НЛМК»	40	40	40	40	40	40	40
ТЭЦ ООО «ЛТК «Свободный Сокол»	12	12	12	12	12	12	12
Мини ТЭЦ ООО «ГК ЛипецкАгро»	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7	6,7
ТЭЦ сахарных заводов	42,77	42,77	42,77	42,77	42,77	42,77	42,77
<b>Ввод мощности</b>				<b>300</b>	<b>300</b>	<b>300</b>	<b>300</b>
УТЭЦ-2 ПАО «НЛМК»	0	0	0	300	300	300	300
<b>ВСЕГО</b>	<b>1164,5</b>	<b>1112,5</b>	<b>1112,5</b>	<b>1412,5</b>	<b>1412,5</b>	<b>1412,5</b>	<b>1412,5</b>

Поскольку при региональном варианте развития ввод и вывод дополнительных мощностей не планируется, перспектива изменения установленной мощности на по энергосистеме Липецкой области по региональному варианту развития соответствует 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<sup>2</sup> при среднегодовой скорости ветра на открытой местности менее 4,5 м/с. Для второй категории мощность ветрового потока составляет 200 – 400 Вт/м<sup>2</sup> при

среднегодовой скорости ветра на открытой местности от 4,5 до 5,5 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.

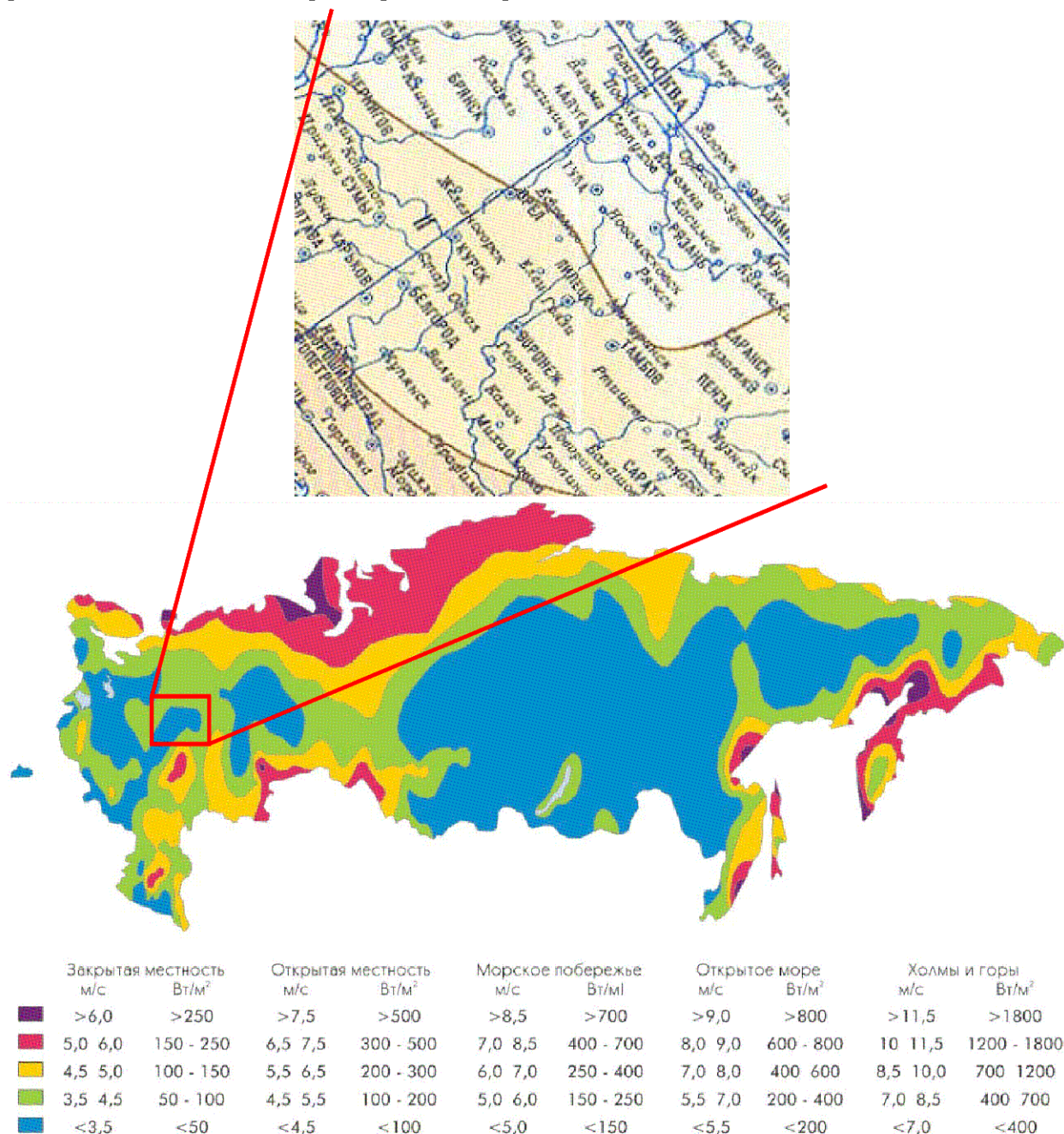


Рисунок 22 – Карта ветровых ресурсов в России и центральной части

#### 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 м<sup>2</sup> 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 м<sup>2</sup> составляет от 3,0 до 3,5 кВт·ч/м<sup>2</sup>, 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 53 представлены основные характеристики малых ГЭС, планируемых к восстановлению на территории региона.

Таблица 53 – Основные характеристики малых ГЭС, планируемых к восстановлению на территории Липецкой области

№ п/п	Наименование МГЭС	Установленная мощность, МВт	Адрес размещения объекта
2	МГЭС Кураповская	2	п. Борки Тербунского района Липецкой области на р. Олым
4	МГЭС Сергиевская	2	п. Сергиевское Краснинского района Липецкой области
5	МГЭС Троекуровская	2	п. Троекурово Лебедянского района Липецкой области
6	МГЭС Тютчевская	2	с. Тютчево Троекуровского сельсовета Лебедянского 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 54 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 54 – Валовой биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства Липецкой области

Отрасли	Валовой биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства, тыс. т.у.т.
<b>Растениеводство</b>	
Зерновые культуры	1061,5
Масленичные культуры	64,8
Сахарная свекла	22,3
Картофель	4,9

Отрасли	Валовой биоэнергетический потенциал отходов сельского хозяйства, тыс. т.у.т.
<b>Итого по растениеводству</b>	<b>1153,5</b>
<b>Животноводство</b>	
Молочное стадо	23,2
Выращивание и откорм КРС	21,9
Мелкий рогатый скот	0,8
Свиноводство	27,9
Птицеводство	30,6
<b>Итого по животноводству</b>	<b>104,4</b>
<b>ВСЕГО</b>	<b>1257,9</b>

В таблице 55 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 55 – 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



Муниципальные районы	Валовой биоэнергетический потенциал	Экономический потенциал	Производственно-технологический потенциал		
	т.у.т.	т.у.т.	т.у.т.	млн кВт·ч	МВт
Чаплыгинский	52488	26963	23416	190,63	21,76
<b>ВСЕГО</b>	<b>1253318</b>	<b>656494</b>	<b>569544</b>	<b>4636,66</b>	<b>529,29</b>

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 2026 года**

##### **4.8.1 Общая оценка балансовой ситуации (базовый вариант развития)**

Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии в соответствии с СиПР ЕЭС 2021–2027 гг. представлена в таблице 56. На рисунке 25 показано прогнозируемое изменение балансов электроэнергии на период до 2026 года.

Таблица 56 – Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (базовый вариант развития)

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13023	13332	13413	13664	13676	13728
Прирост, %	–	2,37	0,61	1,87	0,09	0,38
Покрывание (производство электрической энергии), млн кВт·ч	5221	5554	5733	8106	8467	8160
Прирост, %	–	6,38	3,22	41,39	4,45	-3,63
Сальдо перетоков электрической энергии, млн кВт·ч	7802	7778	7680	5558	5209	5568
Прирост, %	–	-0,31	-1,26	-27,63	-6,28	6,89



Рисунок 25 – Перспективные балансы электроэнергии энергосистемы Липецкой области на период до 2026 года (базовый вариант развития)

Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (базовый вариант развития) представлена в таблице 57. На рисунке 26 показано прогнозируемое изменение балансов мощности на период до 2026 года.

Таблица 57 – Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (базовый вариант развития)

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Собственный максимум, МВт	2123,0	2172,0	2185,0	2219,0	2227,0	2235,0
Прирост, %	-	2,31	0,60	1,56	0,36	0,36
Покрытие (установленная мощность), МВт	1112,5	1112,5	1412,5	1412,5	1412,5	1412,5



Рисунок 26 – Перспективные балансы мощности энергосистемы Липецкой области на период до 2026 года (базовый вариант развития)

Анализ перспективной балансовой ситуации (базовый вариант развития) показывает, что рост электропотребления энергосистемы Липецкой области в среднем за период до 2026 года будет обеспечиваться на 49,9% за счёт собственной генерации и на 50,1% за счет 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 58. На рисунке 27 показано прогнозное изменение балансов электроэнергии на период до 2026 года.

Таблица 58 – Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии (региональный вариант развития)

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Потребление электрической энергии, млн кВт·ч	13 202	13 636	13 773	14 042	14 071	14 123
Прирост, %	–	3,29	1,00	1,96	0,20	0,37
Покрытие (производство электрической энергии), млн кВт·ч	5221	5554	5733	8106	8467	8160
Прирост, %	–	6,38	3,22	41,39	4,45	-3,63
Сальдо перетоков электрической энергии, млн кВт·ч	7981	8082	8040	5936	5604	5963
Прирост, %	–	1,26	-0,53	-26,17	-5,60	6,41



Рисунок 27 – Перспективные балансы электроэнергии энергосистемы Липецкой области на период до 2026 года (региональный вариант развития)

Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (региональный вариант развития) представлена в таблице 59. На рисунке 28 показано прогнозное изменение балансов мощности на период до 2026 года.

Таблица 59 – Оценка перспективной балансовой ситуации по мощности (региональный вариант развития)

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Собственный максимум, МВт	2152,2	2221,5	2243,6	2280,4	2291,2	2299,2
Прирост, %	–	3,22%	0,99%	1,64%	0,48%	0,35%
Покрытие (установленная мощность), МВт	1112,5	1112,5	1412,5	1412,5	1412,5	1412,5



Рисунок 28 – Перспективные балансы мощности энергосистемы Липецкой области на период до 2026 года (региональный вариант развития)

Анализ перспективной балансовой ситуации (региональный вариант развития) показывает, что рост электропотребления энергосистемы Липецкой области в среднем за период до 2026 года будет обеспечиваться на 49,6 % за счёт собственной генерации и на 50,4% за счет 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 2026 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 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 2026 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  $27^{\circ}\text{C}$  ( $t_{\text{зим } 0,92}$ );
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  $5^{\circ}\text{C}$  ( $t_{\text{ГОСТ}}$ );
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  $5^{\circ}\text{C}$  – плюс  $30^{\circ}\text{C}$  ( $t_{\text{лет } 0,98}$ );
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  $20^{\circ}\text{C}$  ( $t_{\text{лет ср}}$ ).

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 °С ( $t_{\text{ср СиПР}}$ ).

Расчетные величины потребления мощности в энергосистеме Липецкой области на 2021-2026 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 60.

Таблица 60 – Расчетные величины потребления мощности в энергосистеме Липецкой области на 2021-2026 годы

Наименование показателя	Температура, °С	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
Зимний максимум (СиПР)	-15,8	2123	2172	2185	2219	2227	2235
Зимний максимум	-27	2182	2233	2246	2281	2289	2298
Зимний минимум	-27	1886	1929	1940	1970	1978	1985
Зимний максимум	+5	1992	2036	2048	2080	2088	2095
Зимний минимум	+5	1721	1759	1769	1797	1803	1810
Летний максимум	+20	1508	1544	1553	1577	1583	1589
Летний минимум	+20	1244	1273	1281	1300	1305	1310
Летний максимум	+30	1558	1595	1605	1630	1635	1641

При формировании перспективных моделей энергосистемы Липецкой области для расчета электрических режимов учитываются планируемые к вводу электрические нагрузки наиболее крупных потребителей по базовому варианту развития и мероприятия по развитию электрической сети 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области согласно СиПР ЕЭС 2021–2027 гг. и предусмотренных действующими договорами ТП.

Анализ результатов расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной, а также в ремонтных схемах показал, что уровни напряжений 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 номинальной токовой нагрузки 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 номинальной токовой нагрузки трансформаторного оборудования.

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

В режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок в рассматриваемом периоде при ремонте ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС и аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино выявлено превышение ДДТН АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино и АДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь. Наибольшее превышение ДДТН, АДТН выявлено в режиме зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5°С на этапе 2022 года и составляет:

– АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино 654 А (656 А), что соответствует загрузке 102% от  $I_{ДДТН}$ , аварийно допустимая токовая нагрузка в течение 20 минут не превышена);

– ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь 1014 А (1015 А), что соответствует 119% от  $I_{ДДТН}$ , 101% от  $I_{АДТН}$ .

На этапе 2021 года в режиме зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5°С в указанной схемно-режимной ситуации загрузка ВЛ 220 кВ Борино – Новая I (II) цепь составляет 998 А (997 А) (117% от  $I_{ДДТН}$ , АДТН не превышена), на этапе 2026 года – 946 А (947 А) (111% от  $I_{ДДТН}$ , АДТН не превышена).

Согласно данным собственника оборудования, длительно допустимая токовая загрузка при температуре окружающей среды плюс 5°С для АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино составляет 644 А (обмотка ВН АТ-1, АТ-2), допустимая в течение 20 минут токовая загрузка – 693 А.

ДДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь при температуре окружающего воздуха плюс 5°С составляет 852 А. АДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь составляет 1000 А.

Для исключения превышения АДТН ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь рекомендуется установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на ПС 500 кВ Борино с действием на отключение ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино и на разгрузку блоков Нововоронежской АЭС.

В рассматриваемой схемно-режимной ситуации действие рекомендуемой АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на отключение ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь на этапе 2022 года приводит к превышению АДТН ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная (I)II цепь – 939 А (156 % от  $I_{АДТН}$ ), ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская – 666 А (148% от  $I_{АДТН}$ ), ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья – 1177 А (119% от  $I_{АДТН}$ ). ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I(II) цепь при температуре окружающего воздуха плюс 5°С составляет 600 А. ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская при температуре окружающего воздуха плюс 5°С составляет 540 А. ДДТН и АДТН ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья при температуре окружающего воздуха плюс 5°С составляет 990 А.



Для исключения превышения АДТН ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I(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(II) цепь со стороны ПС 220 кВ Правобережная.

В результате действия рекомендуемой АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь на отключение ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь, АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I (II) цепь на отключение ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I (II) цепь, существующей АОПО на ПС 110 кВ Компрессорная на отключение ВЛ 110 кВ Компрессорная – Первомайская со стороны ПС 110 кВ Компрессорная, а также существующей АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья на отключение ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья возникает превышение АДТН ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая – 1728 А (173% от  $I_{\text{АДТН}}$ ). ДДТН и АДТН ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая при температуре окружающего воздуха плюс 5°С составляет 1000 А.

Указанное превышение АДТН устраняется действием существующей АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая на отключение ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая.

В ряде случаев реализация предложенных управляющих воздействий на деление сети может привести к недопустимой токовой перегрузке сетевых элементов в соседних энергосистемах (например, ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Калужская). Для ликвидации угроз недопустимых токовых перегрузок указанных выше элементов рекомендуется на АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь, а также на существующих АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья и АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая добавление ступеней с действием на разгрузку блоков Нововоронежской АЭС, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

Алгоритмы функционирования и параметры настройки АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I, II цепь, АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья и АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая рекомендуется выполнить в соответствии с техническими решениями, разработанными по титулам: «Разработка проектной документации по установке дополнительных устройств (комплексов) противоаварийной автоматики с целью исключения ограничений мощности Нововоронежской АЭС» и «Модернизация ПС 500 кВ Борино, ПС 500 кВ Липецкая, ПС 500 кВ Балашовская, ПС 500 кВ Воронежская, ПС 500 кВ Елецкая, ПС 220 кВ Кировская, ПС 220 кВ Южная в части установки устройств противоаварийной автоматики в сети, прилегающей к Нововоронежской АЭС (18 шкафов)».

Рекомендованные мероприятия по установке АОПО ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь на ПС 500 кВ Борино и АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная (I)II цепь на ПС 220 кВ Правобережная и добавление на существующих АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овоши Черноземья и АОПО ВЛ 220 кВ Южная –

Усмань-тяговая ступеней с действием на разгрузку блоков Нововоронежской АЭС позволяют привести параметры режима в область допустимых значений в рассмотренной схемно-режимной ситуации на всем рассматриваемом периоде.

### **ПС 220 кВ Елецкая АТ-1, АТ-2, АТ-3**

В режимах зимних максимальных нагрузок в рассматриваемом периоде при ремонте одного автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая и аварийном отключении второго автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая выявлено превышение АДТН оставшегося в работе автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая. Наибольшее превышение АДТН выявлено в режиме зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5°C на этапе 2026 года и составляет:

- АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая – 445 А (128% от  $I_{\text{ДТН}}$ , 118% от аварийно допустимой токовой нагрузка в течение 20 минут);
- АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая – 408 А (117% от  $I_{\text{ДТН}}$ , 108% от аварийно допустимой токовой нагрузка в течение 20 минут);
- АТ-3 ПС 220 кВ Елецкая – 445 А (127% от  $I_{\text{ДТН}}$ , 118% от аварийно допустимой токовой нагрузка в течение 20 минут);

Согласно данным собственника оборудования, длительно допустимая токовая загрузка при температуре окружающей среды плюс 5°C для АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая составляет 349 А (обмотка ВН АТ-1), допустимая в течение 20 минут токовая загрузка – 376 А.

Согласно данным собственника оборудования, длительно допустимая токовая загрузка при температуре окружающей среды плюс 5°C для АТ-2, АТ-3 ПС 220 кВ Елецкая составляет 350 А (обмотка ВН АТ-2, АТ-3), допустимая в течение 20 минут токовая загрузка – 377 А.

Для недопущения превышения АДТН 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;
- Изменение положения анцапфы РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 ПС 220 кВ Правобережная (перевод в первое положение с  $K_T = 0,589$ );
- Перевод нагрузки с ВЛ 35 кВ Восточная Левая на ПС 110 кВ Россия.

С учетом предложенных мероприятий в ремонтной схеме одного автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая при аварийном отключении второго автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая параметры режима находятся в области допустимых значений.

### **ПС 220 кВ Дон АТ-1**

В режимах зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5°C на этапе 2025 – 2026 годов при ремонте АТ-2 ПС 220 кВ Дон и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Правобережная – Лебедянь с отпайками выявлено

превышение ДДТН АТ-1 ПС 220 кВ Дон. Наибольшее превышение ДДТН выявлено в режиме зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5°С на этапе 2025 года и составляет для АТ-1 ПС 220 кВ Дон – 370 А (106% от  $I_{ДДТН}$ , аварийно допустимая токовая нагрузка в течение 20 минут не превышена).

Согласно данным собственника оборудования, длительно допустимая токовая загрузка при температуре окружающей среды плюс 5°С для АТ-1 ПС 220 кВ Дон составляет 392 А (обмотка ВН АТ-1, АТ-2), допустимая в течение 20 минут токовая загрузка – 471 А. На этапе 2024 года истекает тридцатилетний срок эксплуатации АТ-1 ПС 220 кВ Дон, в связи с чем длительно допустимая токовая загрузка при температуре окружающей среды плюс 5°С для АТ-1 ПС 220 кВ Дон составит 350 А начиная с 2025 года, допустимая в течение 20 минут токовая загрузка – 376 А.

Превышение ДДТН устраняется действием оперативного персонала, например, на изменение положения анцапфы РПН (перевод в 12 положение с  $K_T=0,473$ ) АТ-1 ПС 220 кВ Дон, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

#### **ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с отпайкой на ПС Привокзальная Левая (Правая)**

В режимах летних максимальных и минимальных нагрузок при температуре плюс 20°С на этапе 2023 – 2026 годов выявлено превышение АДТН ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с отпайкой на ПС Привокзальная Левая (Правая). Наибольшее превышение АДТН выявлено в режиме летних минимальных нагрузок при ремонте ВЛ 220 кВ Липецкая – Сокол и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с отпайкой на ПС Привокзальная Правая (Левая) на этапе 2023 года и составляет:

– ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с отпайкой на ПС Привокзальная Правая – 636 А (118% от  $I_{ДДТН}$ ,  $I_{АДТН}$ );

– ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с отпайкой на ПС Привокзальная Левая – 636 А (118% от  $I_{ДДТН}$ ,  $I_{АДТН}$ );

ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с отпайкой на ПС Привокзальная Правая (Левая) при температуре окружающего воздуха плюс 20°С составляет 536 А.

Для недопущения превышения АДТН рекомендуется в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Липецкая – Сокол обеспечить разгрузку Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину.

С учетом предложенного мероприятия в ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Липецкая – Сокол при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с отпайкой на ПС Привокзальная Правая (Левая) параметры режима находятся в области допустимых значений.

## **ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная Правая, ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная Левая**

В режимах летних минимальных нагрузок на этапе 2023 – 2026 годов выявлено превышение АДТН ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная Правая (Левая). Наибольшее превышение АДТН выявлено в режиме летних минимальных нагрузок при ремонте ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная Левая (Правая) и аварийном отключении ПС 220 кВ Сокол АТ-1 на этапе 2023 года и составляет:

– ВЛ 110 кВ Правобережная Юго-Западная Левая – 565 А (105% от  $I_{ддтн}$ ,  $I_{адтн}$ );

– ВЛ 110 кВ Правобережная Юго-Западная Правая – 565 А (105% от  $I_{ддтн}$ ,  $I_{адтн}$ );

ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная Правая (Левая) при температуре окружающего воздуха плюс 20°C составляет 536 А.

Для недопущения превышения АДТН рекомендуется в схеме ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная Левая (Правая) обеспечить разгрузку Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину.

С учетом предложенного мероприятия в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная Левая (Правая) при аварийном отключении ПС 220 кВ Сокол АТ-1 параметры режима находятся в области допустимых значений.

## **ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая (ВЛ 110 кВ Чугун Левая), ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Правая (ВЛ 110 кВ Чугун Правая)**

В режимах зимних и летних максимальных и минимальных нагрузок на этапе 2023–2026 годов выявлено превышение АДТН ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая (Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Правая). Наибольшее превышение АДТН выявлено в режиме летних максимальных нагрузок при температуре плюс 20°C при ремонте ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка II(I) цепь и аварийном отключении ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Правая (Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая) на этапе 2023 года и составляет:

– ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Правая – 617 А (115% от  $I_{ддтн}$ ,  $I_{адтн}$ );

– ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая – 617 А (115% от  $I_{ддтн}$ ,  $I_{адтн}$ );

ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая (Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Правая) при температуре окружающего воздуха плюс 20°C составляет 536 А.

Для недопущения превышения АДТН рекомендуется в схеме ремонта ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка II(I) цепь обеспечить разгрузку Липецкой ТЭЦ-2 на необходимую величину.

С учетом предложенного мероприятия в ремонтной схеме ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Ситовка II(I) цепь при аварийном отключении ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Правая (Липецкая ТЭЦ-2 – Сокол Левая) параметры режима находятся в области допустимых значений.

## **ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья**

В режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок в рассматриваемом периоде выявлено превышение АДТН ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья.

Наибольшее превышение ДДТН, АДТН выявлено при ремонте ВЛ 500 кВ Балашовская – Липецкая Западная с отпайкой на Нововоронежскую АЭС и аварийном отключении ВЛ 500 кВ Нововоронежская АЭС – Воронежская в режиме зимних максимальных нагрузок при температуре минус 27°С на этапе 2022 года и составляет для ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья – 1022 А (102% от  $I_{\text{АДТН}}$ ). ДДТН и АДТН ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья при температуре окружающего воздуха минус 27°С составляет 1000 А.

Указанное превышение АДТН устраняется действием существующей АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья на отключение ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья, что приводит к превышению АДТН ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая – 1007 А (101% от  $I_{\text{АДТН}}$ ). ДДТН и АДТН ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая при температуре окружающего воздуха минус 27°С составляет 1000 А.

Указанное превышение АДТН устраняется действием существующей АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая на отключение ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-тяговая, что позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

## **АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино**

В режимах зимних максимальных и минимальных нагрузок в рассматриваемом периоде при ремонте АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино и аварийном отключении ВЛ 500 кВ Липецкая – Борино выявлено превышение ДДТН АТ-2 (АТ-1) ПС 500 кВ Борино.

Наибольшее превышение АДТН выявлено в режиме зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5°С на этапе 2022 года и составляет:

– АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино – 736 А, что соответствует загрузке 114% от  $I_{\text{ДДТН}}$ , 106% от аварийно допустимой токовой нагрузки в течение 20 минут.

На этапе 2026 года в режиме зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5°С в указанной схемно-режимной ситуации загрузка АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино составляет 688 А (107% от  $I_{\text{ДДТН}}$ , аварийно допустимая токовая нагрузка в течение 20 минут не превышена).

Согласно данным собственника оборудования, длительно допустимая токовая загрузка при температуре окружающей среды плюс 5°С для АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино составляет 644 А (обмотка ВН АТ-1, АТ-2), допустимая в течение 20 минут токовая загрузка – 693 А.

Для исключения превышения АДТН АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино рекомендуется установка АОПО АТ-1, АТ-2 ПС 500 кВ Борино на ПС 500 кВ

Борино с действием на разгрузку блоков Нововоронежской АЭС и на отключение ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь со стороны ПС 500 кВ Борино.

Алгоритм функционирования и параметры настройки АОПО АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино рекомендуется выполнить в соответствии с техническими решениями, разработанными по титулам: «Разработка проектной документации по установке дополнительных устройств (комплексов) противоаварийной автоматики с целью исключения ограничений мощности Нововоронежской АЭС» и «Модернизация ПС 500 кВ Борино, ПС 500 кВ Липецкая, ПС 500 кВ Балашовская, ПС 500 кВ Воронежская, ПС 500 кВ Елецкая, ПС 220 кВ Кировская, ПС 220 кВ Южная в части установки устройств противоаварийной автоматики в сети, прилегающей к Нововоронежской АЭС (18 шкафов)».

В рассматриваемой схемно-режимной ситуации действие рекомендуемой АОПО АТ-1 (АТ-2) ПС 500 кВ Борино на отключение ВЛ 220 кВ Борино – Новая I и II цепь позволяет привести параметры режима в область допустимых значений.

#### **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 токовой нагрузки 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 токовой нагрузки 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 следующих температур окружающего воздуха:

– при расчетной температуре воздуха согласно Приложению А ГОСТ Р 58670–2019 – плюс 5°C (зимний период);

– при температуре наружного воздуха теплого периода с обеспеченностью 0,98 – плюс 30°C (летний период).

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

- для однострансформаторных подстанций по критерию недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме;

- для двух – и более трансформаторных подстанций по критериям недопустимости превышения длительно допустимой токовой загрузки трансформатора в нормальной схеме, а также недопустимости превышения длительно и аварийно допустимой токовой загрузки 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 61 и 62. Цветом выделены значения нагрузок центров питания, превышающие ДДТН трансформаторного оборудования.

Таблица 61 – Анализ загрузки центров питания 35–110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»

Наименование ЦП	Наименование Т		Номинальная мощность Т	Классе напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Система охлаждения		Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦП	Завляемая мощность по договорам на ЦП	Перспективная нагрузка ЦП после осуществления ТП, МВА	
	Т-1	Т-2		U <sub>ном</sub> , кВ	S <sub>ном</sub> , МВА		зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето			зима	лето
ПС 110 кВ Агрегатная	Т-1	Т-2	16	115/6,6	16	1982	Д	13,06	11,19	17,84	14,56	19,20	16,00	0,96	0,02	13,08	11,21	
	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	10	1993	Д	3,10	2,58	11,15	9,10	12,00	10,00	0,18	0,00	3,11	2,58	
ПС 110 кВ Волово	Т-1	Т-2	16	115/38,5/11	16	1974	Д	15,77	11,59	17,84	14,56	19,20	16,00	4,80	0,40	16,16	11,98	
	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	10	1977	Д	7,88	5,65	7,02	5,73	8,19	6,93	1,89	0,12	8,00	5,77	
ПС 110 кВ Долгоруково	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	10	1970	М	6,75	6,11	11,15	9,10	12,00	10,00	1,92	1,30	8,06	7,41	
	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	10	1975	Д	6,75	6,11	11,15	9,10	12,00	10,00	1,92	1,30	8,06	7,41	
ПС 110 кВ Донская	Т-1	Т-2	40	115/6,3	40	1999	Д	17,15	11,54	44,60	36,40	48,00	40,00	0,36	0,15	17,31	11,70	
	Т-1	Т-2	40	115/6,3	40	1992	Д	17,15	11,54	44,60	36,40	48,00	40,00	0,36	0,15	17,31	11,70	
ПС 110 кВ Измалково	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	10	1980	Д	8,63	3,80	11,15	9,10	12,00	10,00	0,70	0,76	9,38	4,55	
	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	10	1983	Д	8,63	3,80	11,15	9,10	12,00	10,00	0,70	0,76	9,38	4,55	
ПС 110 кВ Кашары	Т-1	Т-2	10	115/11	10	2008	М	4,19	2,47	7,02	5,73	8,19	6,93	0,40	0,13	4,32	2,60	
	Т-1	Т-2	6,3	115/11	6,3	1986	М	0,88	1,40	2,63	2,63	3,25	3,25	0,29	0,03	0,92	1,44	
ПС 110 кВ Лукошкино	Т-1	Т-2	2,5	110/11	2,5	1982	М	0,88	1,40	2,63	2,63	3,25	3,25	0,29	0,03	0,92	1,44	
	Т-1	Т-2	2,5	110/11	2,5	1990	М	0,88	1,40	2,63	2,63	3,25	3,25	0,29	0,03	0,92	1,44	
ПС 110 кВ Набережное	Т-1	Т-2	6,3	115/38,5/11	6,3	1973	М	3,71	2,44	7,02	5,73	8,19	6,93	0,75	0,00	3,71	2,44	
	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	10	1983	Д	6,24	7,68	17,84	14,56	19,20	16,00	1,60	0,61	6,85	8,30	
ПС 110 кВ Табак	Т-1	Т-2	16	115/6,6	16	2012	Д	6,24	7,68	17,84	14,56	19,20	16,00	1,60	0,61	6,85	8,30	
	Т-1	Т-2	16	115/6,6	16	2012	Д	6,24	7,68	17,84	14,56	19,20	16,00	1,60	0,61	6,85	8,30	
ПС 110 кВ Тербунский гоннар	Т-1	Т-2	25	115/10,5	25	2008	Д	6,98	6,26	31,25	28,75	36,25	30,00	0,00	7,54	14,52	13,80	
	Т-1	Т-2	25	115/10,5	25	2013	Д	6,98	6,26	31,25	28,75	36,25	30,00	0,00	7,54	14,52	13,80	
ПС 110 кВ Тербуны	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	10	1980	Д	11,08	10,23	11,15	9,10	12,00	10,00	1,00	0,16	11,24	10,39	
	Т-1	Т-2	10	115/38,5/11	10	1972	Д	11,08	10,23	11,15	9,10	12,00	10,00	1,00	0,16	11,24	10,39	



Наименование ЦД	Наименование Т	Номинальная мощность Т		Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Система охлаждения		Максимальная нагрузка ЦД за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦД в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦД в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦД	Заявляемая мощность по договорам на ЦД	Перспективная нагрузка ЦД после осуществления ТП, МВА	
		S <sub>ном</sub> МВА	U <sub>ном</sub> кВ	зима	лето		зима	лето	зима	лето	зима	лето						
ПС 35 кВ II-е Тербуны	Т-1	2,5	35/11			1982			1,32	0,99	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	1,32	0,99
	Т-2	2,5	35/11			1986	М	М										
ПС 35 кВ Авангард	Т-1	4	35/10			1990			2,39	1,62	4,20	4,20	5,20	5,20	0,65	0,08	2,47	1,70
	Т-2	4	35/10			1990	М	М										
ПС 35 кВ Аврора	Т-1	2,5	35/11			1988			1,88	1,58	2,63	2,63	3,25	3,25	0,35	0,05	1,93	1,63
	Т-2	2,5	35/11			1984	М	М										
ПС 35 кВ Афанасьево	Т-1	2,5	35/11			1978			1,91	1,39	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	1,91	1,39
	Т-2	2,5	35/11			1982	М	М										
ПС 35 кВ Большая Боевка	Т-1	2,5	35/11			1983			0,36	0,27	2,63	2,63	3,25	3,25	0,05	0,00	0,36	0,27
	Т-2	2,5	35/11			1989	М	М										
ПС 35 кВ Бабарыкино	Т-1	2,5	35/11			1986			0,87	0,58	2,63	2,63	3,25	3,25	0,31	0,75	1,61	1,33
	Т-2	2,5	35/11			1982	М	М										
ПС 35 кВ Борки	Т-1	2,5	35/11			1981			1,81	1,03	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	1,81	1,03
	Т-2	2,5	35/11			1984	М	М										
ПС 35 кВ Васильевка	Т-1	2,5	35/11			1981			0,77	0,58	2,63	2,63	3,25	3,25	0,05	0,00	0,77	0,58
	Т-2	2,5	35/11			1982	М	М										
ПС 35 кВ Веселое	Т-1	2,5	35/11			1984			0,18	0,28	2,63	2,63	3,25	3,25	0,03	0,08	0,26	0,36
	Т-2	4	35/10			1982	М	М										
ПС 35 кВ Воронеж	Т-1	4	35/10			1984			2,04	1,18	4,20	4,20	5,20	5,20	0,30	0,00	2,04	1,19
	Т-2	4	35/10			1984	М	М										
ПС 35 кВ Восточная	Т-1	10	36,75/6,3			1974			6,28	4,83	10,50	10,50	13,00	13,00	1,30	0,02	6,30	4,85
	Т-2	16	36,75/6,3			1979	Д	Д										
ПС 35 кВ Гагище	Т-1	2,5	35/11			1973			0,48	0,47	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,48	0,47
	Т-2	2,5	35/11			1983	М	М										
ПС 35 кВ Гнилуша	Т-1	6,3	35/11			1980			2,97	1,88	6,62	6,62	8,19	8,19	0,30	0,01	2,98	1,89
	Т-2	6,3	35/11			1981	М	М										
ПС 35 кВ Голликово	Т-1	1,8	35/6			1974			1,09	1,48	1,68	1,68	2,08	2,08	0,00	0,00	1,10	1,48
	Т-2	1,6	35/6			1974	М	М										
ПС 35 кВ Грызлово	Т-1	2,5	35/11			1973			0,79	0,67	2,63	2,63	3,25	3,25	0,20	0,00	0,79	0,67



Наименование ЦП	Наименование Т	Номинальная мощность Т		Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Система охлаждения		Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦП	Заявляемая мощность по договорам на ЦП	Перспективная нагрузка ЦП после осуществления	
		S <sub>ном</sub> МВА	U <sub>ном</sub> кВ	лето	зима		лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима				
ПС 35 кВ Озерки	Т-1	2,5	35/11	1984	М	0,18	0,13	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,18	0,13	ЦП после осуществления	лето	0,13
	Т-1	2,5	35/11	1979	М	1,39	0,86	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,01	1,39	0,87			
ПС 35 кВ Ольшанец	Т-2	4	35/10	1981	М	1,02	0,87	2,63	2,63	3,25	3,25	0,05	0,02	1,03	0,89	ЦП после осуществления	лето	0,89
	Т-1	2,5	35/11	1973	М	3,34	2,20	4,20	4,20	5,20	5,20	0,64	0,00	3,35	2,20			
ПС 35 кВ Панкратовка	Т-1	4	35/10	1989	М	0,57	1,89	2,63	2,63	3,25	3,25	0,10	0,00	0,57	1,89	ЦП после осуществления	лето	1,89
	Т-2	4	35/10	1986	М	1,02	1,35	3,36	3,36	4,16	4,16	0,00	0,03	1,05	1,39			
ПС 35 кВ Преображенье	Т-1	2,5	35/11	1982	М	2,79	1,73	4,20	4,20	5,20	5,20	0,70	0,86	3,65	2,58	ЦП после осуществления	лето	2,58
	Т-1	3,2	35/6	1974	М	0,89	0,48	2,63	2,63	3,25	3,25	0,20	0,00	0,89	0,49			
ПС 35 кВ №5	Т-2	6,3	35/6,3	1960	М	2,21	1,46	2,63	2,63	3,25	3,25	0,60	0,05	2,26	1,51	ЦП после осуществления	лето	1,51
	Т-1	4	35/10	1978	М	1,91	1,42	4,20	4,20	5,20	5,20	0,20	0,01	1,92	1,43			
ПС 35 кВ Солидарность	Т-1	2,5	35/11	1982	М	0,70	0,37	4,20	4,20	5,20	5,20	0,10	1,21	1,91	1,58	ЦП после осуществления	лето	1,58
	Т-2	4	35/10	1979	М	1,08	1,46	6,62	6,62	8,19	8,19	0,00	0,00	1,08	1,46			
ПС 35 кВ Стегаловка	Т-1	2,5	35/11	1982	М	1,71	1,37	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,03	1,74	1,40	ЦП после осуществления	лето	1,40
	Т-2	4	35/10	1994	М	0,36	0,23	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,36	0,23			
ПС 35 кВ Тимирязево	Т-1	4	35/10	1994	М	1,05	0,76	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	1,06	0,76	ЦП после осуществления	лето	0,76
	Т-2	4	35/10	1994	М	1,06	0,43	31,25	28,75	30,00	30,00	0,00	0,00	1,06	0,43			
ПС 35 кВ Тихий Дон	Т-1	4	35/10	1987	М	6,58	5,04	17,84	14,56	19,20	16,00	4,35	0,01	6,58	5,04	ЦП после осуществления	лето	5,04
	Т-2	4	35/10	1987	М	1,05	0,76	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	1,06	0,76			
ПС 35 кВ Хигрово	Т-1	6,3	35/11	1980	М	1,05	0,76	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,36	0,23	ЦП после осуществления	лето	0,23
	Т-2	6,3	35/11	1978	М	1,06	0,43	31,25	28,75	30,00	30,00	0,00	0,00	1,06	0,43			
ПС 35 кВ Чернава	Т-1	2,5	35/11	1987	М	1,05	0,76	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,36	0,23	ЦП после осуществления	лето	0,23
	Т-2	2,5	35/11	1967	М	1,06	0,43	31,25	28,75	30,00	30,00	0,00	0,00	1,06	0,43			
ПС 35 кВ Чернолес	Т-1	2,5	35/11	1987	М	1,05	0,76	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,36	0,23	ЦП после осуществления	лето	0,23
	Т-2	2,5	35/11	1987	М	1,06	0,43	31,25	28,75	30,00	30,00	0,00	0,00	1,06	0,43			
ПС 35 кВ Яковлево	Т-1	2,5	35/11	1970	М	1,05	0,76	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,36	0,23	ЦП после осуществления	лето	0,23
	Т-1	25	115/10,5	2018	М	1,06	0,43	31,25	28,75	30,00	30,00	0,00	0,00	1,06	0,43			
МПС 110 кВ Елещром	Т-1	25	115/10,5	2018	М	1,06	0,43	31,25	28,75	30,00	30,00	0,00	0,00	1,06	0,43	ЦП после осуществления	лето	0,43
	Т-1	16	115/38,5/11	1986	Д	6,58	5,04	17,84	14,56	19,20	16,00	4,35	0,01	6,58	5,04			

Наименование ЦПД	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Система охлаждения		Максимальная нагрузка ЦПД за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦПД в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦПД в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦПД	Заявляемая мощность по договорам на ЦПД	Перспективная нагрузка ЦПД после осуществления	
			S <sub>ном</sub> МВА	U <sub>ном</sub> кВ		зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето				
ПС 110 кВ Березовка	Т-2	16	115/38,5/11	1991	Д												
	Т-1	16	115/38,5/11	1983	Д	4,20	2,56	11,15	9,10	12,00	10,00	1,75	0,03	4,23	2,60		
ПС 110 кВ Компрессорная	Т-2	16	115/38,5/11	1982	Д	8,30	5,46	17,84	14,56	19,20	16,00	3,20	0,01	8,31	5,47		
	Т-1	6,3	115/11	1989	М	0,57	0,47	2,63	2,63	3,25	3,25	0,15	0,00	0,57	0,47		
ПС 110 кВ Куймань	Т-2	2,5	110/11	1991	М												
	Т-1	2,5	110/11	1979	М	1,32	0,89	2,63	2,63	3,25	3,25	0,20	0,00	1,32	0,89		
ПС 110 кВ Лебедянь	Т-1	16	115/38,5/11	1968	Д	23,89	13,25	17,84	14,56	19,20	16,00	4,80	0,76	24,65	14,02		
	Т-2	16	115/38,5/11	1970	Д	2,33	1,09	11,15	9,10	12,00	10,00	0,90	0,01	2,34	1,10		
ПС 110 кВ Лев Толстой	Т-1	10	115/11	1972	Д												
	Т-2	2,5	110/11	1983	М	0,27	0,18	2,63	2,63	3,25	3,25	0,12	0,00	0,27	0,18		
ПС 110 кВ Лутошкино	Т-2	2,5	110/11	1983	М												
	Т-1	10	115/11	1986	Д	6,31	6,61	11,15	9,10	12,00	10,00	1,10	0,01	6,32	6,62		
ПС 110 кВ Нива	Т-2	10	115/11	2003	Д												
	Т-1	2,5	110/11	1978	М	1,55	0,85	2,63	2,63	3,25	3,25	0,10	0,01	1,56	0,85		
ПС 110 кВ Ольховец	Т-2	2,5	110/11	1982	М												
	Т-1	25	115/10,5	2000	Д	0,75	1,12	31,25	28,75	36,25	30,00	0,00	0,00	0,75	1,12		
ПС 110 кВ Рождество	Т-2	16	115/38,5/11	1981	Д												
	Т-1	16	115/38,5/11	1989	Д	6,43	6,49	17,84	14,56	19,20	16,00	2,04	0,14	6,57	6,63		
ПС 110 кВ Россия	Т-2	16	115/38,5/11	1998	Д	2,76	1,35	7,88	7,24	9,77	8,19	0,45	0,00	2,77	1,36		
	Т-1	10	115/38,5/11	1998	М												
ПС 110 кВ Троекурово	Т-2	6,3	115/38,5/11	1986	Д	16,64	8,18	17,84	14,56	19,20	16,00	4,20	0,07	16,72	8,25		
	Т-1	16	115/38,5/11	1986	Д												
ПС 110 кВ Химическая	Т-2	16	115/38,5/11	1986	Д												
	Т-1	16	115/38,5/11	2006	Д	8,78	6,45	17,84	14,56	19,20	16,00	0,09	0,08	8,86	6,53		
ПС 110 кВ Чаплыгин Новая	Т-2	16	115/38,5/11	1996	Д												
	Т-1	4	35/10	1988	М	2,49	1,14	4,20	4,20	5,20	5,20	0,15	0,64	3,13	1,78		







Наименование ЦД	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Система охлаждения		Максимальная нагрузка ЦД за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦД в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦД в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦД	Заявляемая мощность по договорам на ЦД	Перспективная нагрузка ЦД после осуществления ТП, МВА	
			S <sub>ном</sub> МВА	U <sub>ном</sub> кВ		зима	лето	зима	лето	зима	лето	зима	лето				
ПС 110 кВ ЛТП	Т-2	16	115/6,6	2011	Д												
	Т-1	6,3	115/6,6	1987	М	2,14	1,15	7,02	5,73	8,19	6,93	0,00	0,00	0,00	0,00	2,14	1,15
ПС 110 кВ Манежная	Т-2	10	115/6,6	1987	Д												
	Т-1	40	115/10,5	2011	Д	4,22	3,74	50,00	46,00	58,00	48,00	0,50	0,76	0,00	0,76	4,98	4,50
ПС 110 кВ Никольская	Т-2	40	115/10,5	2010	Д												
	Т-1	6,3	115/38,5/11	1976	М	5,58	4,19	7,02	5,73	8,19	6,93	0,65	0,00	0,00	0,00	5,58	4,19
ПС 110 кВ Новая Деревня	Т-2	6,3	115/38,5/11	1985	М												
	Т-1	10	115/38,5/6,6	1988	Д	9,30	7,49	11,15	9,10	12,00	10,00	3,00	0,08	0,08	0,08	9,38	7,57
ПС 110 кВ Октябрьская	Т-2	10	115/38,5/6,6	2016	Д												
	Т-1	40	115/10,5	1997	Д	23,36	20,40	50,00	46,00	58,00	48,00	0,50	5,67	0,50	5,67	29,02	26,07
ПС 110 кВ Привокзальная	Т-2	40	115/10,5	2008	Д												
	Т-1	40	115/6,3	2017	Д	36,74	30,33	50,00	46,00	58,00	48,00	1,33	1,96	1,33	1,96	38,70	32,29
ПС 110 кВ Ситовка	Т-2	40	115/6,3	2016	Д												
	Т-1	10	115/6,6	1983	Д	3,47	3,02	11,15	9,10	12,00	10,00	0,98	0,00	0,00	0,00	3,47	3,02
ПС 110 кВ Тепличная	Т-2	10	115/6,6	1983	Д												
	Т-1	15	115/6,3	1980	Д	4,29	2,82	16,73	13,65	18,00	15,00	2,35	2,63	2,35	2,63	6,92	5,46
ПС 110 кВ Грубная-2	Т-2	15	115/6,3	1983	Д												
	Т-1	25	115/6,3	1991	Д	4,66	3,06	27,88	22,75	30,00	25,00	0,00	0,24	0,00	0,24	4,90	3,30
ПС 110 кВ Университетская	Т-2	25	115/6,3	1991	Д												
	Т-1	40	115/10,5	2011	Д	8,95	7,67	50,00	46,00	58,00	48,00	0,00	1,41	0,00	1,41	10,36	9,08
ПС 110 кВ Усмь	Т-2	40	115/10,5	2009	Д												
	Т-1	16	115/38,5/11	1993	Д	15,40	10,00	17,84	14,56	19,20	16,00	4,16	0,09	0,09	15,49	10,09	
ПС 110 кВ Хворостянка	Т-2	16	115/38,5/11	1975	Д												
	Т-1	10	115/38,5/11	1978	Д	12,94	9,21	11,15	9,10	12,00	10,00	1,82	0,01	1,82	0,01	12,95	9,22
ПС 110 кВ Хлевное	Т-2	16	115/38,5/11	1976	Д												
	Т-1	16	115/38,5/11	1981	Д	14,69	11,10	17,84	14,56	19,20	16,00	1,80	0,25	1,80	0,25	14,94	11,35
ПС 110 кВ Цементная	Т-2	16	115/38,5/11	1984	Д												
	Т-1	40	115/38,5/6,6	2012	Д	46,23	43,90	85,68	75,12	96,40	80,00	1,78	0,74	1,78	0,74	46,97	44,64





Наименование ЦП	Наименование Т	Номинальная мощность Т	Класс напряжения		Год ввода Т в эксплуатацию	Система охлаждения	Максимальная нагрузка ЦП за последние 3 года, МВА		Длительно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Аварийно допустимая нагрузка ЦП в режиме N-1 (при отключении наиболее мощного Т), МВА		Нагрузка, переводимая по сети 6-35 кВ на другие ЦП	Заявляемая мощность по договору на ЦП	Перспективная нагрузка ЦП после осуществления ТП, МВА	
			S <sub>ном</sub> МВА	U <sub>ном</sub> кВ			зима	лето	зима	лето	зима	лето			зима	лето
ПС 35 кВ Водозабор	Т-2	2,5	35/6	1990	М											
	Т-1	10	36,75/6,3	1991	Д	1,30	1,31	10,50	10,50	13,00	13,00	0,85	0,04	1,33	1,35	
ПС 35 кВ Вперед	Т-2	10	36,75/6,3	1991	Д											
	Т-1	4	35/10	1983	М	0,71	0,36	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	0,01	0,72	0,37	
ПС 35 кВ Грязи-город	Т-2	4	35/10	1983	М											
	Т-1	6,3	35/6,3	1965	М	6,59	4,12	5,88	5,88	7,28	7,28	1,50	0,01	6,60	4,13	
ПС 35 кВ Грязное	Т-2	5,6	35/6	1966	М											
	Т-1	4	35/10	1976	М	1,84	1,20	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	0,03	1,87	1,22	
ПС 35 кВ Демшинка	Т-2	4	35/10	1987	М											
	Т-1	2,5	35/11	1991	М	0,38	0,24	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,38	0,24	
ПС 35 кВ Дмитриевка	Т-2	2,5	35/11	1991	М											
	Т-1	2,5	35/11	1989	М	0,67	0,87	2,63	2,63	3,25	3,25	0,16	0,00	0,67	0,87	
ПС 35 кВ Дмитришевка	Т-2	2,5	35/11	1980	М											
	Т-1	2,5	35/11	1981	М	0,50	0,38	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,50	0,38	
ПС 35 кВ Дружба	Т-2	2,5	35/11	1977	М											
	Т-1	5,6	35/6	1978	М	0,00	0,00	5,88	5,88	7,28	7,28	0,00	0,00	0,00	0,00	
ПС 35 кВ Ивановка	Т-2	2,5	35/11	1980	М											
	Т-1	2,5	35/11	1980	М	0,81	0,47	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,00	0,81	0,47	
ПС 35 кВ Каликино	Т-2	2,5	35/11	1971	М											
	Т-1	3,2	35/10	2002	М	2,14	1,70	3,36	3,36	4,16	4,16	0,00	0,03	2,17	1,73	
ПС 35 кВ Карамышево	Т-2	3,2	35/10	2002	М											
	Т-1	10	36,75/10,5	1999	Д	0,82	0,50	10,50	10,50	13,00	13,00	0,00	0,00	0,83	0,50	
ПС 35 кВ Карьер	Т-2	10	36,75/10,5	1999	Д											
	Т-1	4	35/6	2009	М	0,00	0,00	4,20	4,20	5,20	5,20	0,00	0,00	0,00	0,00	
ПС 35 кВ Княжья Байгора	Т-2	1,6	35/10	1975	М											
	Т-1	1,6	35/10	1975	М	1,12	0,68	1,68	1,68	2,08	2,08	0,31	0,00	1,12	0,68	
ПС 35 кВ Конь-Колодезь	Т-2	2,5	35/11	1983	М											
	Т-1	2,5	35/11	1983	М	2,19	1,49	2,63	2,63	3,25	3,25	0,00	0,04	2,23	1,53	
ПС 35 кВ Красная Дубрава	Т-1	2,5	35/11	1983	М	1,00	0,77	2,63	2,63	3,25	3,25	0,10	0,04	1,04	0,81	











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 превышает ДДТН, а именно:

**Подстанции филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»:**

Липецкий участок:

- ПС 110/35/10 кВ Хворостянка;
- ПС 110/35/10 кВ Казинка;
- ПС 110/35/10 кВ Доброе;
- ПС 35/10 кВ №1;
- ПС 35/6 кВ №2;
- ПС 35/10 кВ №3;
- ПС 35/10 кВ Борисовка;
- ПС 35/10 кВ Введенка;
- ПС 35/10 кВ Грязи-город;
- ПС 35/10 кВ Матыра;
- 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.

Лебедянский участок:

- ПС 110/35/10 кВ Лебедянь;
- ПС 35/10 кВ Раненбург.

**Подстанции АО «ЛГЭК»:**

- ПС 35/6 Студеновская.

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 трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	АДТН, %
							(2 часа)
Т-1	ТМТ	1970	93	6,3	32	Зимний период (5°С)	
						111,5	130
						Летний период (30°С)	
						91	110
Т-2	ТДТН	1975	93	10	50	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100

По состоянию на 2021 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 7,88 МВА (19.12.2018 – выявлена в 19:00), в летний период – 5,65 МВА (19.06.2019 – выявлена в 22:00).

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) за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Долгоруково фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 125% от I<sub>ном</sub> (39,6 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Долгоруково планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,65 МВт (0,12 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Долгоруково может составить 8 МВА в зимний период и 5,77 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 127% от I<sub>ном</sub> (40,3 А по стороне ВН) и превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 92% от I<sub>ном</sub> (29,1 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-1 ПС 110 кВ Долгоруково может быть снижена ниже уровня ДДТН до 97% от I<sub>ном</sub> (30,8 А по стороне ВН) в зимний период и ниже уровня ДДТН до 62% от I<sub>ном</sub> (19,6 А по стороне ВН) в летний период соответственно.

Таким образом, 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 трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	
						(2 часа)	
Т-1	ТДТН	1979	85	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100
Т-2	ТДТН	1981	91	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100

По состоянию на 2021 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 17,84 МВА (16.12.2020 – выявлена в 19:00), в летний период – 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) за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Казинка фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 112% от I<sub>ном</sub> (89,6 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки фактическая загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Казинка может быть снижена ниже уровня ДДТН до 82% от I<sub>ном</sub> (65,5 А по стороне ВН) в зимний период.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Казинка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 5,44 МВт (0,68 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Казинка может составить 18,52 МВА в зимний период и 11,94 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 116% от I<sub>ном</sub> (93,1 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-2(1) ПС 110 кВ Казинка может быть снижена ниже уровня ДДТН до 86% от I<sub>ном</sub> (69 А по стороне ВН) в зимний период.

Таким образом, 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 трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДЦТН, %	
						(2 часа)	
Т-1	ТДТН	1968	85	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100
Т-2	ТДТН	1970	81	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100

По состоянию на 2021 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет 53 года и 51 год соответственно, что значительно превышает нормативный. Также, согласно протоколу филиала ПАО «МРСК Центра» – «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) за время не более 120 минут.

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% от I<sub>ном</sub> (120 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x16 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДЦТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от I<sub>ном</sub> (100,4 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) в зимний период составит 145% от I<sub>ном</sub> (116,5 А по стороне ВН), что меньше фактической нагрузки при единичном отключении Т-2(1). В связи с этим рекомендуется рассмотреть замену Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Лебедянь на трансформаторы с большей мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x25 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДЦТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от I<sub>ном</sub> (156,9 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) в зимний период составит 145% от I<sub>ном</sub> (182 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в

режиме зимних нагрузок составляет 96% от  $I_{\text{НОМ}}$  (120 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Лебединь планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,13 МВт (0,76 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Лебединь может составить 24,65 МВА в зимний период и 14,02 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Лебединь при единичном отключении Т-1(2) перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 99% от  $I_{\text{НОМ}}$  (123,9 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

### ПС 110/35/10 кВ Тербуны

На ПС 110 кВ Тербуны установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ , А	ДДТН, %	АДТН, %
							(2 часа)
Т-1	ТДТН	1980	91	10	50	Зимний период (5°C)	
						111,5	120
						Летний период (30°C)	
						91	100
Т-2	ТДТН	1972	89	10	50	Зимний период (5°C)	
						111,5	120
						Летний период (30°C)	
						91	100

По состоянию на 2021 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 11,08 МВА (19.12.2018 – выявлена в 19:00), 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) за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Тербуны фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме летних нагрузок составляет 102% от  $I_{\text{НОМ}}$  (51,4 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x10 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в летний период составит 115% от  $I_{\text{НОМ}}$  (57,7 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) в летний период составит 120% от  $I_{\text{НОМ}}$  (60,2 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Тербуны планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,86 МВт (0,16 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Тербуны может составить 11,24 МВА в зимний период и 10,39 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Тербуны при единичном отключении Т-1(2) перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме летних нагрузок составляет 104% от  $I_{ном}$  (52,3 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

### ПС 110/35/10 кВ Доброе

На ПС 110 кВ Доброе установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	АДТН, %
							(2 часа)
Т-1	ТДТН	1985	83	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100
Т-2	ТДТН	1983	87	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100

По состоянию на 2021 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 – 9,5 МВА (20.06.2018 – 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) за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Доброе фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 119% от  $I_{ном}$  (95,4 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки фактическая загрузка Т-1(2) ПС 110 кВ Доброе может быть снижена ниже уровня ДДТН до 89% от  $I_{ном}$  (71,3 А по стороне ВН) в зимний период.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Доброе планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 2,05 МВт (0,32 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Доброе может составить 19,31 МВА в зимний период и 9,82 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

121% от  $I_{\text{НОМ}}$  (97,1 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2х16 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $I_{\text{НОМ}}$  (100,4 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) в зимний период составит 145% от  $I_{\text{НОМ}}$  (116,5 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень перспективной нагрузки.

### ПС 110/35/10 кВ Хворостянка

На ПС 110 кВ Хворостянка установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ , А	ДДТН, %	АДТН, %
							(2 часа)
Т-1	ТДТН	1978	91	10	50	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100
Т-2	ТДТН	1976	71	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100

По состоянию на 2021 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 12,94 МВА (19.12.2018 – выявлена в 20:00), в летний период – 9,21 МВА (20.06.2018 – 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) за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-2 ПС 110 кВ Хворостянка фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 129% от  $I_{\text{НОМ}}$  (65 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 10 МВА на новый трансформатор мощностью 10 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1 в зимний период составит 125% от  $I_{\text{НОМ}}$  (62,8 А по стороне ВН), что меньше фактической нагрузки при единичном отключении Т-2, АДТН (2 часа) Т-1 в зимний период составит 145% от  $I_{\text{НОМ}}$  (72,8 А по стороне ВН) (не превышает).

С учетом перевода нагрузки фактическая загрузка Т-1 ПС 110 кВ Хворостянка может быть снижена ниже уровня ДДТН до 111% от  $I_{ном}$  (55,9 А по стороне ВН) в зимний период.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 110 кВ Хворостянка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,1 МВт (0,01 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Хворостянка может составить 12,95 МВА в зимний период и 9,22 МВА в летний период.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-1 ПС 110 кВ Хворостянка может быть снижена ниже уровня ДДТН до 112% от  $I_{ном}$  (56 А по стороне ВН) в зимний период.

### ПС 35/10 кВ №1

На ПС 35 кВ №1 установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$ , МВА	$I_{ном}^{ВН}$ , А	ДДТН, %	АДТН, %
							(2 часа)
Т-1	ТМН	1985	95	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130
Т-2	ТМН	1985	95	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 4,99 МВА (16.12.2020 – выявлена в 21:00), в летний период – 3,22 МВА (19.06.2019 – 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 за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ №1 фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 125% от  $I_{ном}$  (82,3 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки фактическая загрузка Т-1(2) ПС 35 кВ №1 может быть снижена ниже уровня ДДТН до 95% от  $I_{ном}$  (62,5 А по стороне ВН) в зимний период.

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

Таким образом, с учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1и Т-2 ПС 35 кВ №1 отсутствует.

## ПС 35/6 кВ №2

На ПС 35 кВ №2 установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	
						АДТН, % (2 часа)	
Т-1	ТМ	1956	92	1	16	Зимний период (5°С)	
						105	130
						Летний период (30°С)	
						105	130
Т-2	ТМ	1978	50	2,5	41	Зимний период (5°С)	
						105	130
						Летний период (30°С)	
						105	130

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 204% от I<sub>ном</sub> (33,6 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 1 МВА на новый трансформатор мощностью 2,5 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от I<sub>ном</sub> (43,3 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) составит 130% от I<sub>ном</sub> (53,6 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 81% от I<sub>ном</sub> (33,6 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ №2 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,63 МВт (0,7 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ №2 может составить 2,1 МВА в зимний период и 1,13 МВА в летний период.

С учетом замены трансформатора Т-1 ПС 35 кВ №2 при единичном отключении Т-1(2) перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 84% от I<sub>ном</sub> (34,8 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.



### ПС 35/10 кВ №3

На ПС 35 кВ №3 установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	
						(2 часа)	
Т-1	ТМ	1983	94	2,5	41	Зимний период (5°С)	
						105	130
						Летний период (30°С)	
						105	130
Т-2	ТМ	1987	94	2,5	41	Зимний период (5°С)	
						105	130
						Летний период (30°С)	
						105	130

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 загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 187% от I<sub>ном</sub> (77,3 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на трансформаторы мощностью 2х4 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от I<sub>ном</sub> (69,3 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) составит 130% от I<sub>ном</sub> (85,8 А по стороне ВН) – при единичном отключении Т-1(2) фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 117% от I<sub>ном</sub> (77,3 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

В связи с отсутствием возможности перевода нагрузки рекомендуется рассмотреть замену Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №3 на трансформаторы с большей мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х2,5 МВА на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от I<sub>ном</sub> (109,1 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) составит 130% от I<sub>ном</sub> (135,1 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 74% от I<sub>ном</sub> (77,3 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ №3 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,85 МВт (0,32 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом

перспективная нагрузка ПС 35 кВ №3 может составить 5 МВА в зимний период и 2,63 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №3 при единичном отключении Т-1(2) перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 79% от  $I_{ном}$  (82,6 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

### ПС 35/10 кВ Борисовка

На ПС 35 кВ Борисовка установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$ МВА	$I_{ном}^{ВН}$ , А	ДДТН, %	
						АДТН, % (2 часа)	
Т-1	ТМ	2011	94	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130
Т-2	ТМН	2016	94	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130

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 – 3,19 МВА (19.06.2019 – 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 загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 131% от  $I_{ном}$  (86,3 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х4 МВА на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от  $I_{ном}$  (109,1 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) составит 130% от  $I_{ном}$  (135,1 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 83% от  $I_{ном}$  (86,3 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Борисовка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,21 МВт (0,19 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Борисовка может составить 5,42 МВА в зимний период и 3,38 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Борисовка при единичном отключении Т-1(2) перспективная токовая загрузка оставшегося в

работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 86% от  $I_{\text{ном}}$  (89,5 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

### ПС 35/10 кВ Введенка

На ПС 35 кВ Введенка установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$I_{\text{ном}}^{\text{ВН}}$ , А	ДДТН, %	АДТН, %
							(2 часа)
Т-1	ТМН	1986	94	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130
Т-2	ТМ	2008	94	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 4,97 МВА (19.12.2018 – выявлена в 20:00), в летний период – 2,54 МВА (20.06.2018 – 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 124% от  $I_{\text{ном}}$  (82,1 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

В связи с отсутствием возможности перевода нагрузки рекомендуется рассмотреть замену Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Введенка на трансформаторы с большей мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х4 МВА на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от  $I_{\text{ном}}$  (109,1 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) составит 130% от  $I_{\text{ном}}$  (135,1 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 79% от  $I_{\text{ном}}$  (82,1 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Введенка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,45 МВт (0,05 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Введенка может составить 5,02 МВА в зимний период и 2,59 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Введенка при единичном отключении Т-1(2) перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 80% от  $I_{\text{ном}}$  (82,9 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

## ПС 35/6 кВ Грязи-город

На ПС 35 кВ Грязи-город установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	
						(2 часа)	
Т-1	ТМ	1965	92	6,3	104	Зимний период (5°С)	
						105	130
						Летний период (30°С)	
						105	130
Т-2	ТМ	1966	92	5,6	92	Зимний период (5°С)	
						105	130
						Летний период (30°С)	
						105	130

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 6,59 МВА (19.12.2018 – выявлена в 19:00), в летний период – 4,12 МВА (19.06.2019 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Грязи-город в послеаварийном режиме возможен перевод до 1,5 МВА нагрузки на ПС 110 кВ Гидрооборудование за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1 ПС 35 кВ Грязи-город фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 118% от I<sub>ном</sub> (108,8 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки фактическая загрузка Т-2 ПС 35 кВ Грязи-город может быть снижена ниже уровня ДДТН до 91% от I<sub>ном</sub> (84,1 А по стороне ВН) в зимний период.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Грязи-город планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,08 МВт (0,01 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Грязи-город может составить 6,6 МВА в зимний период и 4,13 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1 перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 118% от I<sub>ном</sub> (109 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная загрузка Т-2 ПС 35 кВ Грязи-город может быть снижена ниже уровня ДДТН до 91% от I<sub>ном</sub> (84,3 А по стороне ВН) в зимний период.

Таким образом, с учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформатора Т-2 ПС 35 кВ Грязи-город отсутствует.

## ПС 35/10 кВ Матыра

На ПС 35 кВ Матыра установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	
						АДТН, % (2 часа)	
Т-1	ТМН	2000	95	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130
Т-2	ТМР	1974	92	3,2	53	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 4,11 МВА (19.12.2018 – выявлена в 21:00), 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 за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1 ПС 35 кВ Матыра фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2 в режиме зимних нагрузок составляет 128% от I<sub>ном</sub> (67,8 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки фактическая загрузка Т-2 ПС 35 кВ Матыра может быть снижена ниже уровня ДДТН до 99% от I<sub>ном</sub> (52 А по стороне ВН) в зимний период.

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

Таким образом, с учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформатора Т-2 ПС 35 кВ Матыра отсутствует.

## ПС 35/10 кВ Раненбург

На ПС 35 кВ Раненбург установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	
						АДТН, % (2 часа)	
Т-1	ТМ	1975	92	1,6	26	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130
Т-2	ТМ	2018	94	2,5	41	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 1,71 МВА (19.12.2018 – выявлена в 20:00), в летний период – 0,91 МВА (17.06.2020 – выявлена в 09:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Раненбург в послеаварийном режиме возможен перевод до 0,3 МВА нагрузки на ПС 35 кВ Никольское за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-2 ПС 35 кВ Раненбург фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 107% от  $I_{ном}$  (28,2 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки фактическая нагрузка Т-1 ПС 35 кВ Раненбург может быть снижена ниже уровня ДДТН до 88% от  $I_{ном}$  (23,3 А по стороне ВН) в зимний период.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Раненбург планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,042 МВт (0,005 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Раненбург может составить 1,715 МВА в зимний период и 0,915 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-2 перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 107% от  $I_{ном}$  (28,3 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная нагрузка Т-1 ПС 35 кВ Раненбург может быть снижена ниже уровня ДДТН до 89% от  $I_{ном}$  (23,4 А по стороне ВН) в зимний период.

Таким образом, с учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 ПС 35 кВ Раненбург отсутствует.

### ПС 35/6 кВ Таволжанка

На ПС 35 кВ Таволжанка установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$ , МВА	$I_{ном}^{ВН}$ , А	ДДТН, %	АДТН, %
							(2 часа)
Т-1	ТМН	1995	91	4	66	Зимний период (5°С)	
						105	130
						Летний период (30°С)	
						105	130
Т-2	ТМН	1995	91	4	66	Зимний период (5°С)	
						105	130
						Летний период (30°С)	
						105	130

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 6,7 МВА (19.12.2018 – выявлена в 20:00), в летний период – 3,67 МВА (20.06.2018 – 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 за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ Таволжанка фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет

168% от  $I_{\text{НОМ}}$  (110,6 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х4 МВА на трансформаторы мощностью 2х6,3 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от  $I_{\text{НОМ}}$  (109,1 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) в зимний период составит 130% от  $I_{\text{НОМ}}$  (135,1 А по стороне ВН) – при единичном отключении Т-1(2) фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 106% от  $I_{\text{НОМ}}$  (110,6 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки фактическая нагрузка Т-1(2) ПС 35 кВ Таволжанка может быть снижена ниже уровня ДДТН до 91% от  $I_{\text{НОМ}}$  (94,2 А по стороне ВН) в зимний период.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Таволжанка планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,29 МВт (0,04 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Таволжанка может составить 6,74 МВА в зимний период и 3,7 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Таволжанка при единичном отключении Т-1(2) перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 107% от  $I_{\text{НОМ}}$  (111,2 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки на другие центры питания перспективная нагрузка Т-1(2) ПС 35 кВ Таволжанка может быть снижена ниже уровня ДДТН до 91% от  $I_{\text{НОМ}}$  (94,8 А по стороне ВН) в зимний период.

### ПС 35/10 кВ Троицкая

На ПС 35 кВ Троицкая установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ , А	ДДТН, %	
						(2 часа)	
Т-1	ТМ	1974	90	2,5	41	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
Т-2	ТМ	1979	90	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130

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 – 1,82 МВА (20.06.2018 – 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 нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 132% от  $I_{\text{НОМ}}$  (54,3 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 2,5 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от  $I_{\text{НОМ}}$  (69,3 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) составит 130% от  $I_{\text{НОМ}}$  (85,8 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 82% от  $I_{\text{НОМ}}$  (54,3 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

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 0,69 МВт (0,1 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Троицкая может составить 3,39 МВА в зимний период и 1,93 МВА в летний период.

С учетом замены трансформатора Т-1 ПС 35 кВ Троицкая при единичном отключении Т-1(2) перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 85% от  $I_{\text{НОМ}}$  (56 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

### ПС 35/10 кВ Ярлуково

На ПС 35 кВ Ярлуково установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ , А	ДДТН, %	
						(2 часа)	
Т-1	ТМ	1977	85	3,2	53	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130
Т-2	ТМН	1995	88	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 4,16 МВА (19.12.2018 – выявлена в 21:00), в летний период – 2,46 МВА (20.06.2018 – 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 за время не более 120 минут.



При единичном отключении Т-2 ПС 35 кВ Ярлуково фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 129,96% от  $I_{\text{НОМ}}$  (68,6 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки фактическая нагрузка Т-1 ПС 35 кВ Ярлуково может быть снижена ниже уровня ДДТН до 100% от  $I_{\text{НОМ}}$  (52,8 А по стороне ВН) в зимний период.

В рамках реализации ТУ на ТП к ПС 35 кВ Ярлуково планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 0,3 МВт (0,03 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Ярлуково может составить 4,19 МВА в зимний период и 2,49 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-2 перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 131% от  $I_{\text{НОМ}}$  (69,2 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 3,2 МВА на трансформатор мощностью 4 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от  $I_{\text{НОМ}}$  (69,3 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) составит 130% от  $I_{\text{НОМ}}$  (85,8 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень перспективной нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 105% от  $I_{\text{НОМ}}$  (69,2 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

### ПС 35/6 кВ Студеновская

На ПС 35 кВ Студеновская установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ , А	ДДТН, %	
						АДТН, % (80 минут)	
Т-1	ТДНС	1971	50	10	165	Зимний период (5°C)	
						100	100
						Летний период (30°C)	
						100	100
Т-2	ТДНС	1971	50	10	165	Зимний период (5°C)	
						100	100
						Летний период (30°C)	
						100	100

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 12,21 МВА (19.12.2018 – 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) за время не более 80 минут.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 35 кВ Студеновская фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 122% от  $I_{\text{НОМ}}$  (201,4 А по стороне ВН) и превышает АДТН (80 минут). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x10 МВА на трансформаторы мощностью 2x16 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от  $I_{\text{НОМ}}$  (277,1 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) составит 130% от  $I_{\text{НОМ}}$  (343,1 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 76% от  $I_{\text{НОМ}}$  (201,4 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП и к ПС 35 кВ Студеновская планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,2 МВт (0,52 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ Студеновская может составить 12,73 МВА в зимний период и 10,02 МВА в летний период.

С учетом замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ Студеновская при единичном отключении Т-1(2) перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 80% от  $I_{\text{НОМ}}$  (210 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

### **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, 2x16 МВА на 2x25 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Тербуны – замена Т-1 и Т-2, 2x10 МВА на 2x10 МВА с улучшенными характеристиками ДДТН и АДТН;
- ПС 110/35/10 кВ Доброе – замена Т-1 и Т-2, 2x16 МВА на 2x16 МВА с улучшенными характеристиками ДДТН и АДТН;
- ПС 110/35/10 кВ Хворостянка – замена Т-1, 1x10 МВА на 1x10 МВА с улучшенными характеристиками ДДТН и АДТН;
- ПС 35/6 кВ №2 – замена Т-1, 1x1 МВА на 1x2,5 МВА;
- ПС 35/10 кВ №3 – замена Т-1 и Т-2, 2x2,5 МВА на 2x6,3 МВА;
- ПС 35/10 кВ Борисовка – замена Т-1 и Т-2, 2x4 МВА на 2x6,3 МВА;

- ПС 35/10 кВ Введенка – замена Т-1 и Т-2, 2х4 МВА на 2х6,3 МВА;
- ПС 35/6 кВ Таволжанка – замена Т-1 и Т-2, 2х4 МВА на 2х6,3 МВА;
- ПС 35/6 кВ Троицкая – замена Т-1, 1х2,5 МВА на 1х4 МВА;
- ПС 35/10 кВ Ярлуково – замена Т-1, 1х3,2 МВА на 1х4 МВА;
- ПС 35/6 кВ Студеновская – замена Т-1 и Т-2, 2х10 МВА на 2х16 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» и АО «ОЭЗ ППТ «Липецк».

Расчеты выполнены для текущего состояния электрической сети 220 кВ и выше и на перспективу 2026 года с учетом запланированных мероприятий по изменению топологии сети 110 кВ и выше и изменению состава генерирующего оборудования по базовому варианту развития.

В таблице 63 представлены расчетные значения уровней токов короткого замыкания и результаты проверки коммутационного оборудования электросетевых объектов 220 кВ и выше филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Верхне-Донское ПМЭС и АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» для текущего и перспективного состояния энергосистемы на 2026 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. Ячейки, в которых находятся значения расчетных уровней токов короткого замыкания, превышающие отключающую способность выключателей, выделены цветом.

Таблица 63 – Уровни токов короткого замыкания на электросетевых объектах 220 кВ и выше

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$ , кА	Текущее состояние $I_{т0}^{(3)} / I_{т0}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{т0}^{(3)} / I_{т0}^{(1)}$ , кА
<b>Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Верхне-Донское ПМЭС</b>					
ПС 500 кВ Борино	СШ 500 кВ	FXT-17	50	19,82 / 17,52	19,95 / 17,55
		GL-317	31,5		
		ВВ-500Б-29/2000	29		
		ВГТ-УЭТМ-500-31,5/2000	31,5		
		GL-314	40		
ПС 500 кВ Елецкая	СШ 220 кВ	ВВБ-220-31,5/2000	31,5	29,37 / 31,16	29,29 / 31
		3АР2FI-550	50		
		HPL-550 В2	50		
		ВВБ-500-35,5/2000	35,5		
		ВВД-220Б-31,5/2000	31,5		
ПС 500 кВ Липецкая	СШ 220 кВ	ВВД-220Б-40/2000	40	20,25 / 22,65	20,23 / 22,63
		FXT-17	40		
		HPL-550 В2	40		
		GL-317	50		
		3АР1FG-245	40		
				38,73 / 40,5	40 / 41,42
				35,01 / 36,6 <sup>8</sup>	36,24 / 36,45 <sup>8</sup>

<sup>8</sup> Указаны значения токов короткого замыкания с учетом мероприятий по снижению токов короткого замыкания на ПС 500 кВ Липецкая: при работе 5 генераторов на Липецкой ТЭЦ-2 предусмотрено отключение одного из трех АТ 500/220 кВ на ПС 500 кВ Липецкая по стороне 220 кВ.

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность I <sub>откл.ном</sub> кА	Текущее состояние I <sub>тп0</sub> <sup>(3)</sup> /I <sub>тп0</sub> <sup>(1)</sup> , кА	Перспектива на 2026 год I <sub>тп0</sub> <sup>(3)</sup> /I <sub>тп0</sub> <sup>(1)</sup> , кА
ПС 220 кВ Дон	СШ 220 кВ	HPL-245 B1	25	9,83 / 7,94	9,82 / 7,93
		3AP1FG-145	40		
	СШ 110 кВ	ММО-110-20/1250	20	12 / 12,06	12,08 / 12,11
		ММО-110-31,5/1600	31,5		
ПС 220 кВ Елецкая	СШ 220 кВ	ВГТ-110-40/3150	40		
		У-220-25/2000	25	14,51 / 12,52	14,47 / 12,5
	СШ 110 кВ	У-110-40/2000	40		
		У-110-8-42/2000	42		
	СШ 110 кВ	МКП-110М-20/1000	20		
		МКП-110Б-20/630	20	16,06 / 17,68	16,12 / 17,72
		ВМТ-110Б-25/1250	25		
		У-110Б-40/2000	40		
		ВГТ-110-40/2000	40		
		GL-314	40		
ПС 220 кВ КС-29	СШ 220 кВ	HPL-245 B1	40		
		HPL-245 B1	50	14,7 / 15,15	14,69 / 15,14
	СШ 220 кВ	ВМТ-220Б-25/1250	25		
		ВМТ-220Б-40/2000	40		
ПС 220 кВ Маяк	СШ 220 кВ	ВМТ-220Б-25/1000	20	13,32 / 11,3	13,3 / 11,29
		3AP1FG-245	40		
ПС 220 кВ Металлургическая	СШ 220 кВ	242PMR40-30	40	31,49 / 27,58	33,27 / 30,05
		У-110-8-42/2000	42		
	СШ 110 кВ	145PM40-30	40	33,5 / 36,54	32,58 / 35,96

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл,ном}$ , кА	Текущее состояние $I_{гп0}^{(3)}/I_{гп0}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{гп0}^{(3)}/I_{гп0}^{(1)}$ , кА	
ПС 220 кВ Новая	1 сек. 220 кВ, в т.ч. присоединения: В-220 Северная II цепь	HGF-1014 F1	40	27,67 / 24,49	29,13 / 26,13	
		3AP1DT-245	50			
		У-220-40/2000	40			
	2 сек. 220 кВ, в т.ч. присоединения: В-220 Северная I цепь	У-220-25/2000	25	23,17 / 20,29 <sup>9</sup>	24,49 / 21,86 <sup>9</sup>	
		HGF-1014 F1	40	27,7 / 24,56	29,15 / 26,21	
		3AP1DT-245	50			
	У-220-40/2000	40				
	СШ 110 кВ	СШ 110 Северная I цепь	У-220-25/2000	25	23,15 / 20,21 <sup>9</sup>	24,47 / 21,78 <sup>9</sup>
			У-110-50/2000	50	37,16 / 36,56	34,41 / 34,4
			3AP1FG-126	50		
ЛТВ-145 D1/B			40			
У-220-26,3/2000			26,3			
3AP1FG-245	40					
ПС 220 кВ Правобережная старая <sup>10</sup>	СШ 220 кВ	ВГТ-110П-40/3150У1	40	15,53 / 13,73	x / x	
		У-110-40/2000	40	19,11 / 16,29	x / x	
		МКП-110-26,3/1000	26,3			
	МКП-110М-31,5/2000	31,5				
	В-110 АТ-3 1СШ	МКП-110М-18,3/1000	18,3	14,71 / 11,02	x / x	
		МКП-110М-18,3/1000	18,3	14,71 / 11,02	x / x	
	СШ 220 кВ	СШ 110 кВ	3AP1FG-245	40	16,05 / 13,72	20,8 / 17,16
			ВГТ-110П-40/3150У1	40	20,44 / 19,43	25,58 / 26

<sup>9</sup> Указаны значения токов короткого замыкания с учетом мероприятия по снижению токов короткого замыкания: отключение ШСЭВ 220 ПС 220 кВ Новая.

<sup>10</sup> Планируется реконструкция ПС 220 кВ Правобережная старая в рамках мероприятия «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Правобережная. Корректировка» до 2022 года.

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность I <sub>откл.ном</sub> , кА	Текущее состояние I <sub>тп0</sub> <sup>(3)</sup> /I <sub>тп0</sub> <sup>(1)</sup> , кА	Перспектива на 2026 год I <sub>тп0</sub> <sup>(3)</sup> /I <sub>тп0</sub> <sup>(1)</sup> , кА
ПС 220 кВ Сокол	СШ 220 кВ	ВГТ-220Ш-ІК-40/4000	40	10,76 / 7,97	10,83 / 7,98
	СШ 110 кВ	ВГТ-110-40/2000	40	22,18 / 19,63	20,07 / 18,45
ПС 220 кВ Тербуны	1 СШ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	7,92 / 8,88	7,91 / 8,88
		GL-312	40		
	2 СШ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	7,92 / 8,88	7,91 / 8,88
		GL-312	40		
ПС 220 кВ Северная	СШ 220 кВ	ЗАРІFG-245	40	28,85 / 31,58	29 / 31,98
		ЗАРІFG-145	40		
		ЗАРІFG-126	50		
ПС 220 кВ Чириково	СШ 220 кВ	н/д	40	11,06 / 9,01	11,03 / 8,99
		– <sup>12</sup>	–		
ПС 220 кВ РІГ-3 <sup>11</sup>	СШ 110 кВ	– <sup>12</sup>	–	x / x	31,26 / 35,75
		– <sup>12</sup>	–		
<b>АО «ОЭЗ ШПТ «Лилецк»</b>					
ПС 220 кВ Казинка	СШ 220 кВ	ЗАРІ DG 245	40	26,68 / 22,45	27,62 / 23,05
	СШ 110 кВ	ЗАРІ FG-145	40	16,59 / 18,44	16,74 / 19,41

<sup>11</sup> Планируется ввод объекта на этапе 2022 года.

<sup>12</sup> Тип выключателя определяется на стадии разработки проектной и рабочей документации.

Результаты расчетов токов короткого замыкания на период до 2026 года показали достаточность существующих мероприятий по снижению токов короткого замыкания на электросетевых объектах 220 кВ и выше. Замена коммутационного оборудования, помимо запланированной в рамках мероприятия «Комплексное техническое перевооружение и реконструкция ПС 220 кВ Правобережная. Корректировка», не требуется. Разработка дополнительных мероприятий по ограничению уровней токов короткого замыкания 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 «МРСК Центра» – «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 2026 года с учетом запланированных мероприятий по изменению топологии сети 110 кВ и выше и изменению состава генерирующего оборудования по базовому варианту развития.

В таблице 64 представлены расчетные значения уровней токов короткого замыкания и результаты проверки коммутационного оборудования электросетевых объектов 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» и АО «ОЭЗ ППТ «Липецк», для текущего и перспективного состояния энергосистемы на 2026 год.

В таблице 65 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 66 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 2026 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. Ячейки, в которых находятся значения расчетных уровней токов короткого замыкания, превышающие отключающую способность выключателей, выделены цветом.



Таблица 64 – Уровни токов короткого замыкания на электросетевых объектах 110 кВ

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$ , кА	Текущее состояние $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$ , кА
ПС 110 кВ ОЭЗ	СШ 110 кВ	3АР1 FG-145	40	7,29 / 4,86	7,29 / 4,86
	1 сек. 110 кВ	- <sup>12</sup>	-	x / x	6,72 / 5,18
ПС 110 кВ ОЭЗ Елец-1 <sup>13</sup>	2 сек. 110 кВ	- <sup>12</sup>	-	x / x	6,72 / 5,18
	<b>Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»</b>				
ПС 110 кВ Рождество	1 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	2,64 / 1,68	2,64 / 1,68
ПС 110 кВ Манежная	1 сек. 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	40	11,63 / 7,95	8,2 / 5,07
	2 сек. 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	40	11,66 / 7,96	8,22 / 5,07
ПС 110 кВ Октябрьская	1 сек. 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	9,86 / 6,1	10,19 / 6,71
	2 сек. 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	40	9,91 / 6,11	10,21 / 6,71
ПС 110 кВ Университетская	1 сек. 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	40	8,65 / 5,8	9,82 / 6,72
	2 сек. 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	40	8,65 / 5,8	9,82 / 6,72
ПС 110 кВ Юго-Западная	СШ 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	40	17,98 / 11,4	19,77 / 12,35
		3АР1FG-145/ЕК	25		
ПС 110 кВ Южная	1 сек. 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	40	11,12 / 7,44	7,94 / 4,86
	2 сек. 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	40	11,12 / 7,44	7,94 / 4,86
ПС 110 кВ Двуречки	1 сек. 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	25	7,78 / 5,23	7,77 / 5,23
	1 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	4,02 / 2,53	4,07 / 2,55
ПС 110 кВ Кашары	2 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	4,02 / 2,53	4,07 / 2,55
	СШ 110 кВ	3АР1ДТ-145/ЕК	40	5,04 / 3,55	5,05 / 3,55
ПС 110 кВ Куймань	1 сек. 110 кВ	3АР1FG-145/ЕК	40	6,49 / 4,24	6,59 / 4,29

<sup>13</sup> Планируется ввод объекта на этапе 2021 года.

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$ , кА	Текущее состояние $I_{тп}^{(3)}/I_{тп}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{тп}^{(3)}/I_{тп}^{(1)}$ , кА
ПС 110 кВ Лукошкино	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	6,28 / 4,19	6,35 / 4,23
	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	6,76 / 4,53	6,84 / 4,57
ПС 110 кВ Лутошкино	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	6,76 / 4,53	6,84 / 4,57
	1 сек. 110 кВ	LTV-145D1/B-40/3150	40	2,17 / 1,38	2,17 / 1,38
ПС 110 кВ Нива	2 сек. 110 кВ	LTV-145D1/B-40/3150	40	2,17 / 1,38	2,17 / 1,38
	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	6,8 / 5,42	6,82 / 5,43
ПС 110 кВ Ольховец	СШ 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	5,77 / 4,49	5,78 / 4,49
	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	5,34 / 4,57	5,33 / 4,57
ПС 110 кВ Тербунский гончар	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	5,09 / 4,3	5,08 / 4,3
	СШ 110 кВ	МКП-110-630-20	20		
ПС 110 кВ Гидрооборудование	СШ 110 кВ	МКП-110-1000-20	20		
	СШ 110 кВ	МКП-110Б-630-20 У1	20	9,68 / 4,75	9,68 / 4,75
ПС 110 кВ Аксай	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	3,78 / 1,97	3,77 / 1,97
	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	3,78 / 1,97	3,77 / 1,97
ПС 110 кВ Астапово	1 сек. 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	3,44 / 2,33	3,44 / 2,33
	2 сек. 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	3,44 / 2,33	3,44 / 2,33
ПС 110 кВ Березовка	СШ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	1,7 / 1,15	1,7 / 1,15
	СШ 110 кВ	ВГТ-110 III-40/2000У	40	1,58 / 0,82	1,57 / 0,82
ПС 110 кВ Верхняя Матренка	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	2,98 / 1,84	3,01 / 1,85
	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	2,98 / 1,84	3,01 / 1,85
ПС 110 кВ Гороховская	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	1,19 / 0,64	1,19 / 0,64
	2 сек. 110 кВ	МКП-110-630-20	20	1,19 / 0,64	1,19 / 0,64
ПС 110 кВ Добринка	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	1,99 / 1,15	1,99 / 1,15
	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	6,37 / 4,87	6,37 / 4,87
ПС 110 кВ Долгоруково	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	6,37 / 4,87	6,37 / 4,87

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{отключающая}$ , кА	Текущее состояние $I_{т0}^{(3)}/I_{т0}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{т0}^{(3)}/I_{т0}^{(1)}$ , кА
ПС 110 кВ Донская	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	4,04 / 3,4	4,04 / 3,4
	1 сек. 110 кВ	МКП-110-1000-20	20	6,38 / 4,18	6,5 / 4,24
		3 АРИFG-145/EK	40	6,38 / 4,18	6,5 / 4,24
	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	6,38 / 4,18	6,5 / 4,24
ПС 110 кВ Измалково	1 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	6,38 / 4,18	6,5 / 4,24
	2 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	2,35 / 1,54	2,34 / 1,54
ПС 110 кВ Казинка	1 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	2,35 / 1,54	2,34 / 1,54
	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	6,66 / 4,4	6,65 / 4,4
ПС 110 кВ Компрессорная	СШ 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	6,66 / 4,4	6,65 / 4,4
		У-110А-2000-40	40		
		МКП-110-630-20	20		
		ЛТВ-145D1/В-40/3150	40	6,45 / 3,98	6,45 / 3,98
ПС 110 кВ Лебедянь	СШ 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40		
		МКП-110-630-20	20		
		У-110А-2000-40	40	9,48 / 7,17	9,55 / 7,2
		ВМТ-110Б-25/1250	25		
ПС 110 кВ Лев Толстой	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	3,1 / 2,09	3,1 / 2,09
	ПС 110 кВ Набережное	СШ 110 кВ	40	3,33 / 2,47	3,33 / 2,47
1 сек. 110 кВ		3 АРИFG-145/EK	40	3,28 / 1,6	3,27 / 1,6
ПС 110 кВ Никольская	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	3,28 / 1,6	3,27 / 1,6
	1 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	2,72 / 1,75	2,73 / 1,75
ПС 110 кВ Россия	2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/EK	40	2,72 / 1,75	2,73 / 1,75
	1 сек. 110 кВ	МКП-110М-630-20	20	7,84 / 8,72	7,83 / 8,71
ПС 110 кВ Тербуны 110	2 сек. 110 кВ	МКП-110Б-1000-20	20	7,84 / 8,72	7,83 / 8,71
	ПС 110 кВ Троекурово	СШ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	1,85 / 1,19

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$ , кА	Текущее состояние $I_{тп0}^{(3)}/I_{тп0}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{тп0}^{(3)}/I_{тп0}^{(1)}$ , кА
ПС 110 кВ Усмань	СШ 110 кВ	МКП-110Б-630-20 У1	20	3,2 / 1,47	3,2 / 1,47
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		МКП-110М-600-18,4	18,4		
		ВГТ-110 Ш-40/2000У	40		
ПС 110 кВ Химическая	СШ 110 кВ	У-110А-2000-40	40	5,36 / 4,31	5,37 / 4,32
		МКП-110-630-20	20		
		МКП-110Б-1000-20	20		
		МКП-110-1000-20	20		
ПС 110 кВ Хлевное	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/ЕК	40	2,26 / 1,4	2,31 / 1,42
		ВМТ-110Б-25/1250	25		
		ВМТ-110Б-25/1250	25		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
ПС 110 кВ Чалыгин Новая	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/ЕК	40	7,61 / 4,62	7,79 / 4,95
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
ПС 110 кВ Вербилково	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/ЕК	40	3,94 / 2,45	4,1 / 2,53
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
ПС 110 кВ Новая Деревня	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/ЕК	40	5,14 / 3,25	5,28 / 3,32
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
ПС 110 кВ Цементная	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ 3 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/ЕК	40	15,35 / 9,85	14,73 / 9,69
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
ПС 110 кВ Агрегатная	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	3 АРИFG-145/ЕК	40	9,72 / 7,41	9,73 / 7,41
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
		3 АРИFG-145/ЕК	40		
ПС 110 кВ Западная	1 сек. 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	10,33 / 8,11	10,35 / 8,12

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$ , кА	Текущее состояние $I_{тп0}^{(3)} / I_{тп0}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{тп0}^{(3)} / I_{тп0}^{(1)}$ , кА
ПС 110 кВ КПД	2 сек. 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	10,33 / 8,11	10,35 / 8,12
	1 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	12,59 / 7,86	12,31 / 7,81
	2 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	12,59 / 7,86	12,31 / 7,81
ПС 110 кВ Привокзальная	1 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	14,84 / 9,35	15,7 / 9,82
	2 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	14,84 / 9,35	15,7 / 9,82
ПС 110 кВ Ситовка	СШ 110 кВ	ВМТ-110Б-25/1250	25	20,45 / 12,43	19,68 / 12,31
		3 АРПFG-145/ЕК	40		
		ВГТ-110 Ш-40/3150У	40		
ПС 110 кВ Трубная-2	1 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	8,7 / 5,35	8,55 / 5,32
	2 сек. 110 кВ	ВГТ-110 Ш-40/2000У	40	8,7 / 5,35	8,55 / 5,32

Таблица 65 – Уровни токов короткого замыкания на объектах ПАО «НЛМК»

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$ , кА	Текущее состояние $I_{т0}^{(3)} / I_{т0}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{т0}^{(3)} / I_{т0}^{(1)}$ , кА
<b>ПАО «НЛМК»</b>					
ПС 110 кВ ГПП-1	1 СШ 110 кВ	Siemens 3AP1DT	40	12,2 / 8,15	12,2 / 8,16
	2 СШ 110 кВ	Siemens 3AP1DT	40	22,72 / 17,84	21,99 / 17,51
ПС 110 кВ ГПП-3	1 сек. 110 кВ	Siemens 3AP1DT	40	17,97 / 13,42	19,49 / 16,68
	2 сек. 110 кВ	Siemens 3AP1DT	40	17,97 / 13,42	19,49 / 16,68
	3 сек. 110 кВ	Siemens 3AP1DT	40	17,97 / 13,42	19,49 / 16,68
ПС 110 кВ ГПП-18	СШ 110 кВ	Siemens 3AP1DT-EK	40	32,67 / 31,92	31,97 / 31,53
ПС 110 кВ РП-1	СШ 110 кВ	Siemens 3AP1DT-EK	40	34,55 / 30,48	33,18 / 29,74
		Siemens 3AP1DT	40	34,55 / 30,48	33,18 / 29,74
ПС 110 кВ РП-2	СШ 110 кВ	ЯЭ-110Л-21У4	40	30,23 / 25,5	29,82 / 28,54
		Siemens 3AP1DT	40	32,23 / 29,84	31,55 / 29,49
УТЭЦ	блок №1	Siemens 3AP1DT	40	32,1 / 29,21	31,43 / 28,88
		Siemens 3AP1DT	40	32,22 / 29,7	31,54 / 29,36
		Siemens 3AP1DT	40	32,23 / 31,23	30,79 / 30,28
ТЭЦ НЛМК	СШ 110 кВ	Siemens 3AP1DT	40	x / x	27,74 / 31,62
		Siemens 3AP1DT	40	x / x	26,65 / 30,67

<sup>14</sup> Планируется ввод объекта на этапе 2023 года.

Таблица 66 – Уровни токов короткого замыкания на объектах филиала ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация»

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$ , кА	Текущее состояние $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{п0}^{(3)}/I_{п0}^{(1)}$ , кА
Липецкая ТЭЦ-2	1 сек. 1СШ 110 кВ, в т.ч. присоединения:	ЗАРІДТ-145/ЕК	50	30,66 / 33,38	26,93 / 30,31
	ШСВВ I	ВВБМ 110 Б	31,5	29,8 / 31,93 0 / 0 <sup>15</sup>	24,49 / 27,56
	ВВ 110 ВЛ ТЭЦ-2 правая	ВВБМ 110 Б	31,5	29,42 / 32,25 10,72 / 12,55 <sup>15</sup>	25,34 / 28,71
	ВВ 110 ТГ-1	ВВБМ 110 Б	31,5	27,74 / 29,19	24 / 25,85
	1 сек. 2СШ 110 кВ, в т.ч. присоединения:	ЗАРІДТ-145/ЕК	50	30,65 / 33,8	26,93 / 30,31
	ВВ 110 ВЛ Промышленная	ВВБМ 110 Б	31,5	29,32 / 31,34	25,32 / 28,48
	ВВ 110 ВЛ ТЭЦ-2 левая	ВВБМ 110 Б	31,5	29,42 / 32,25 23,28 / 23,1 <sup>15</sup>	25,34 / 28,71
	2 сек. 1СШ 110 кВ, в т.ч. присоединения:	ЗАРІДТ-145/ЕК	50	30,75 / 32,64	24,69 / 27,32
	СВВ I	ВВБМ 110 Б	31,5	28,11 / 29,18	20,11 / 22,41
	ШСВВ II	ВВБМ 110 Б	31,5	29,89 / 31	21,79 / 24,04
	ТГ-3	ВВБМ 110 Б	31,5	28,67 / 29,55	22,62 / 24,4
	2 сек. 2СШ 110 кВ, в т.ч. присоединения:	ЗАРІДТ-145/ЕК	50	30,75 / 32,64	24,69 / 27,32
	СВВ II	ВВБМ 110 Б	31,5	28,11 / 29,18	20,11 / 22,41
	ВВ 110 ВЛ Чулун левая	ВВБМ 110 Б	31,5	30,2 / 32,15 <sup>16</sup>	24,01 / 26,72

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> Предусмотрено мероприятие по снижению токов короткого замыкания при работе 5 генераторов на Липецкой ТЭЦ-2: выполняется перевод на ОЭВ-2 с  $I_{откл.ном}=50$ кВ.

Наименование подстанции	СШ (секция / присоединение)	Тип выключателя	Отключающая способность $I_{откл.ном}$ , кА	Текущее состояние $I_{тп0}^{(3)} / I_{тп0}^{(1)}$ , кА	Перспектива на 2026 год $I_{тп0}^{(3)} / I_{тп0}^{(1)}$ , кА
Елецкая ТЭЦ	СШ 110 кВ	ВГТ – 110П – 40/2500	40	13,82 / 12,6	13,86 / 12,61
		ВМГ – 110 Б-25/1250	25	13,82 / 12,6	13,86 / 12,61
		ВГТ – 110Ш – 40/3150	31,5	13,82 / 12,6	13,86 / 12,61
Данковская ТЭЦ	1 сек. 110 кВ 2 сек. 110 кВ	ЛТВ145D1/B	40	13,82 / 12,6	13,86 / 12,61
		МКП - 110М	18,4	4,65 / 3,66	4,66 / 3,66
		МКП - 110М	18,4	4,48 / 3,53	4,49 / 3,54



Результаты расчетов токов короткого замыкания на период до 2026 г. показали достаточность существующих мероприятий по снижению токов короткого замыкания на объектах 110 кВ филиала ПАО «МРСК Центра» – «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 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 67.

Таблица 67 – Номинальная и располагаемая реактивная мощность ШР энергосистемы Липецкой области

Объект электро-энергетики	Диспетчерское наименование	Тип	Место коммутации, U ном	Число ступеней при дискретном регулировании	Реактивная мощность ступени, Мвар
ПС 500 кВ Липецкая	P 500 кВ	3*РОДЦ-60000/500	3 сек 500 кВ	1	180
ПС 500 кВ Борино	P-1	3*РОМБСМ-60000/500	1СШ 500 кВ	1	180
	P-2	1*РОДБС-60000/500 (ф»А»)	2СШ 500 кВ	1	180
2*РОДЦ-60000/500 (ф»В», ф»С»)					
ПС 500 кВ Елецкая	P-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 68. Расчет баланса реактивной мощности показал, что во всех рассмотренных режимах на всем рассмотренном 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 68 – Баланс реактивной мощности энергосистемы Липецкой области на период до 2026 года, Мвар

	Потребление						Генерация			Выдача во внешнюю сеть 110 кВ и выше
	Реактивная нагрузка потребителей	Потери в сети ЛЭП 110 кВ и выше	Потери в ТР и АТ	Шунтирующие реакторы	Итого:	Генерация в сети 110 кВ	Генерация (от генерирующего оборудования)	Итого		
2021	710	645	287	0	1642	1583	358	1941	299	
2022	730	647	296	0	1673	1582	381	1963	290	
2023	736	664	337	0	1737	1583	375	1958	221	
2024	749	667	344	0	1760	1582	387	1969	209	
2025	753	667	344	0	1764	1581	391	1972	208	
2026	756	668	346	0	1770	1583	393	1976	206	
2021	617	656	215	0	1488	1604	246	1850	362	
2022	634	655	220	0	1509	1604	263	1867	358	
2023	642	682	273	0	1597	1608	254	1862	265	
2024	653	683	277	0	1613	1608	263	1871	258	
2025	660	683	277	0	1620	1607	268	1875	255	
2026	660	683	277	0	1620	1607	269	1876	256	
2021	636	640	259	0	1535	1586	287	1873	338	
2022	654	641	266	0	1561	1586	306	1892	331	
2023	661	664	317	0	1642	1587	310	1897	255	
2024	673	666	321	0	1660	1584	320	1904	244	
2025	678	665	321	0	1664	1585	323	1908	244	
2026	679	665	321	0	1665	1584	324	1908	243	

	Потребление						Генерация			Выдача во внешнюю сеть 110 кВ и выше
	Реактивная нагрузка потребителей	Потери в сети ЛЭП 110 кВ и выше	Потери в ТР и АТ	Шунтирующие реакторы	Итого:	Генерация в сети 110 кВ	Генерация (от генерирующего оборудования)			
							Итого	Итого		
2021	550	660	202	0	1412	1605	190	1795	383	
2022	567	659	205	0	1431	1606	205	1811	380	
2023	572	693	265	0	1530	1601	213	1814	284	
2024	583	694	268	0	1545	1601	221	1822	277	
2025	587	693	267	0	1547	1601	223	1824	277	
2026	589	693	268	0	1550	1600	226	1826	276	
2021	642	167	196	0	1005	1593	221	1814	809	
2022	657	170	200	0	1027	1592	237	1829	802	
2023	665	162	246	341	1414	1596	232	1828	414	
2024	674	164	249	341	1428	1593	240	1833	405	
2025	679	165	249	341	1434	1594	243	1837	403	
2026	679	165	250	340	1434	1594	244	1838	404	
2021	626	162	188	339	1315	1597	220	1817	502	
2022	639	165	192	339	1335	1598	234	1832	497	
2023	646	166	246	342	1400	1599	230	1829	429	
2024	654	167	249	342	1412	1598	237	1835	423	
2025	659	168	249	342	1418	1599	240	1839	421	
2026	659	168	249	340	1416	1598	241	1839	423	

	Потребление						Генерация			Выдача во внешнюю сеть 110 кВ и выше
	Реактивная нагрузка потребителей	Потери в сети ЛЭП 110 кВ и выше	Потери в ТР и АТ	Шунтгруппы	Итого:	Генерация в сети 110 кВ	Генерация (от генерирующего оборудования)	Итого		
2021	580	79	165	340	1164	1604	169	1773	609	
2022	592	80	166	340	1178	1603	180	1783	605	
2023	595	89	230	345	1259	1604	176	1780	521	
2024	602	90	231	345	1268	1603	182	1785	517	
2025	606	90	231	345	1272	1603	185	1788	516	
2026	607	90	231	343	1271	1604	185	1789	518	

Летний минимум при температуре +20°C

#### **4.9.6 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 2021–2027 гг. не требуется.

#### **4.9.7 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 т.д.

Анализ результатов расчетов электрических режимов при нормативных возмущениях в нормальной, а также в ремонтных схемах показал, что уровни напряжений 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 АДТН ЛЭП и номинальной токовой нагрузки трансформаторного оборудования не выявлено.

Превышения АДТН электросетевых элементов, вызванные ростом потребления энергосистемы Липецкой области в рамках регионального варианта развития при нормативных возмущениях в ремонтных схемах сети электрической сети 35 кВ и выше энергосистемы Липецкой области приведены ниже.

##### **ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками**

В режимах летних максимальных нагрузок в рассматриваемом периоде выявлено превышение АДТН ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками. Наибольшее превышение АДТН выявлено в режиме летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30°C при ремонте ВЛ 220 кВ Елецкая 220 – Ливны с отпайкой на ПС Тербуны и аварийном отключении ВЛ 220 кВ Елецкая – Тербуны в режиме летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30°C на этапе 2026 года и составляет:

– на участке Елецкая – отпайка на Тербуны 110 – 434 А (103% от  $I_{\text{АДТН}}$ ,  $I_{\text{АДТН}}$ );

– на участке Тербуны 220 – отпайка на Тербуны 110 – 413 А (133% от  $I_{ДДТН}$ ,  $I_{АДТН}$ ).

На этапе 2023 года в режиме летних максимальных нагрузок при температуре плюс 30°C в указанной схемно-режимной ситуации токовая загрузка ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками – 398 А (128% от  $I_{ДДТН}$ ,  $I_{АДТН}$ ) на участке Тербуны 220 – отпайка на Тербуны 110.

ДДТН и АДТН ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками при температуре окружающего воздуха плюс 30°C составляет 423 А на участке Елецкая – отпайка на Тербуны 110, 310 А на участке Тербуны 220 – отпайка на Тербуны 110.

Для недопущения превышения АДТН рекомендуется в схеме ремонта ВЛ 220 кВ Елецкая 220 – Ливны с отпайкой на ПС Тербуны выполнить перевод нагрузки ВЛ 35 кВ Жерновое на ПС 110 кВ Гороховская путем включения ВЛ 35 кВ Калабино, перевод нагрузки ВЛ 35 кВ Тимирязево на ПС 220 кВ Елецкая путем включения ВЛ 35 кВ Грызлово. На этапе 2023 года рекомендуется выполнить замену провода ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками на участке Тербуны 220 – отпайка на Тербуны 110 на провод с ДДТН не менее 423 А при температуре плюс 30°C, например, на АС-150.

С учетом замены провода ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с отпайками на участке Тербуны 220 – отпайка на Тербуны 110 на этапе 2023 года, а также предложенных схемно-режимных мероприятий в ремонтной схеме ВЛ 220 кВ Елецкая 220 – Ливны с отпайкой на ПС при аварийном отключении ВЛ 220 кВ Елецкая – Тербуны параметры режима находятся в области допустимых значений.

### **ПС 220 кВ Елецкая АТ-1, АТ-2, АТ-3**

В режимах зимних максимальных нагрузок в рассматриваемом периоде при ремонте одного автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая и аварийном отключении второго автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая выявлено превышение АДТН оставшегося в работе автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая. Наибольшее превышение АДТН выявлено в режиме зимних максимальных нагрузок при температуре плюс 5°C на этапе 2026 года и составляет:

– АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая – 468 А (134% от  $I_{ДДТН}$ , 124% от аварийно допустимой токовой нагрузка в течение 20 минут);

– АТ-2 ПС 220 кВ Елецкая – 429 А (123% от  $I_{ДДТН}$ , 114% от аварийно допустимой токовой нагрузка в течение 20 минут);

– АТ-3 ПС 220 кВ Елецкая – 469 А (134% от  $I_{ДДТН}$ , 124% от аварийно допустимой токовой нагрузка в течение 20 минут);

Согласно данным собственника оборудования, длительно допустимая токовая загрузка при температуре окружающей среды плюс 5°C для АТ-1 ПС 220 кВ Елецкая составляет 349 А (обмотка ВН АТ-1), допустимая в течение 20 минут токовая загрузка – 376 А.

Согласно данным собственника оборудования, длительно допустимая токовая загрузка при температуре окружающей среды плюс 5°C для АТ-2, АТ-3 ПС

220 кВ Елецкая составляет 350 А (обмотка ВН АТ-2, АТ-3), допустимая в течение 20 минут токовая загрузка – 377 А.

Для недопущения превышения АДТН 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;
- Изменение положения анцапфы РПН АТ-1, АТ-2, АТ-3, АТ-4 ПС 220 кВ Правобережная (перевод в первое положение с  $K_T = 0,589$ );
- Изменение положения анцапфы РПН АТ-1, АТ-2 ПС 220 кВ Тербуны (перевод АТ-1, АТ-2 во второе положение с  $K_T = 0,579$ );
- Перевод нагрузки по сети 35 кВ путем отключения ВЛ 35 кВ Черная слобода-2, ВЛ 35 кВ Восточная Левая и включение ВЛ 35 кВ Дрезгалово-2.

С учетом предложенных мероприятий в ремонтной схеме одного автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая при аварийном отключении второго автотрансформатора ПС 220 кВ Елецкая параметры режима находятся в области допустимых значений.

#### **4.9.8 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 69.



Таблица 69 – Планируемых крупных инвестиционных проекты на территории Липецкой области по региональному варианту развития максимальной мощностью 670 кВ и более

№ п/п	Наименование предприятия	Заявляемая мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Категория надежности	Источник информации	Центр питания	Этапность присоединения мощности, МВт					
							2021	2022	2023	2024	2025	
1	ООО «Агробитхолд», 2-й и 3-й этапы	5	10	3	ОЭЗ РУ «Гербуны»	ПС 110/10 кВ Тербунский гончар		2,00			3,00	
2	ООО «Аврора», строительство элеватора и терминала погрузки	2,5	10	3	ОЭЗ РУ «Гербуны»	ПС 110/10 кВ Тербунский гончар		2,50				
3	ООО «Черноземье», переработка масленичных культур, строительство элеватора, 2-й этап	10	10	2	ОЭЗ РУ «Гербуны»	ПС 110/10 кВ Тербунский гончар	10,00					
4	ООО «Черноземье», переработка масленичных культур, 3-й этап	10	10	2	ОЭЗ РУ «Гербуны»	ПС 110/10 кВ Тербунский гончар			10,00			
5	Компания по переработке шорта	1,5	10	3	ОЭЗ РУ «Гербуны»	ПС 110/10 кВ Тербунский гончар		1,50				
6	ЗАО «Рафарма»	2,5	10	2	ОЭЗ РУ «Гербуны»	ПС 110/10 кВ Тербунский гончар			2,50			
7	ООО «АнгелИстРус», производство прожжей, 2-я очередь	5	10	3	ОЭЗ РУ «Данков»	ПС 110/35/10 кВ Химлицкая		5,00				
8	ООО «ИстАгроДон», переработка топинамбура, 1-й и 2-й этапы	8	10	2	ОЭЗ РУ «Данков»	ПС 110/35/10 кВ Химлицкая		4,00				
9	ООО «Хавле индустриверке», производство запорной арматуры, 2-й этап	3	10	3	ОЭЗ РУ «Чалпыгинская»	ПС 110/35/10 кВ Компрессорная						3,00
10	ООО «Новый Век Агротехнологий», производство элементов капельного полива	0,8	10	3	ОЭЗ РУ «Чалпыгинская»	ПС 110/35/10 кВ Компрессорная						0,80
11	ООО «Хорш», ООО	1	10	3	ОЭЗ РУ «Чалпыгинская»	ПС 110/35/10 кВ Компрессорная						1,00

№ п/п	Наименование предприятия	Заявляемая мощность, МВт	Класс напряжения, кВ	Категория надежности	Источник информации	Центр питания	Этапность присоединения мощности, МВт							
							2021	2022	2023	2024	2025			
	«Ропа», сборка и сервисное обслуживание сельхозтехники													
12	ООО «Черкизово-масла», строительство маслоэкстракционного завода	10	10	3	ОЭЗ РУ «Елецпром»	ПС 110/10 кВ Елецпром	10,00							
13	Компания по строительству логистического центра	2,5	10	3	ОЭЗ РУ «Елецпром»	ПС 110/10 кВ Елецпром		2,50						
14	ООО «Глобальные Семенные Технологии», производство посадочного материала	2	10	3	ОЭЗ РУ «Хлевное»	ПС 11035/10 кВ Хлевное		2,00						
15	ООО «Агро-Альянс-Липецк»	4	10	3	ОЭЗ РУ «Хлевное»	ПС 11035/10 кВ Хлевное		4,00						
16	ООО «Агроном-сад», строительство плодохранилища, Лебедянский район, свх. Агроном	5,42	10	3	Управления сельского хозяйства Липецкой области	ПС 35 кВ Агроном	2,33	1,40	0,05	0,05			1,59	
17	ООО «Черкизово-свиноводство»	0,9	10	3	Управления сельского хозяйства Липецкой области	ПС 110 кВ Астапово		0,90						
18	АО «АСК»	3,35	10	2, 3	АО «ОЭЗ ИПТ Липецк»	ПС 110 кВ ОЭЗ		3,35						
19	ООО «Байер Елец Продакшн»	2,18	10	2	АО «ОЭЗ ИПТ Липецк»	ПС 110 кВ ОЭЗ		2,18						
20	УФК по Липецкой области (Администрация Лебедянского района)	0,78	0,4	2	Филiaal ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	ПС 110/10кВ Нива		0,78						
21	Администрация Хлевенского муниципального района	0,7158	10	3	Филiaal ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	ПС 110/35/10кВ Хлевное		0,72						





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 превышает ДДТН, а именно:

**Подстанции филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»:**

Липецкий участок:

- ПС 110/35/10 кВ Хлевное;
- ПС 35/6 кВ №4;

Елецкий участок:

- ПС 110/10 кВ Тербунский гончар;

Лебедянский участок:

- ПС 110/35/10 кВ Химическая;
- ПС 35/10 кВ Агроном.

Кроме того, предлагается вариант развития сети с целью оптимизации работы электрической сети и электроснабжения потребителей в связи с перспективным развитием микрорайона «Черная слобода».

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 110/10 кВ Тербунский гончар**

На ПС 110 кВ Тербунский гончар установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	
						АДТН, % (2 часа)	
Т-1	ТДН	2008	94	25	126	Зимний период (5°С)	
						125	145
						Летний период (30°С)	
						115	120
Т-2	ТДН	2013	98	25	126	Зимний период (5°С)	
						125	145
						Летний период (30°С)	
						115	120

По состоянию на 2021 год срок службы трансформаторов Т-1 и Т-2 составляет менее 30 лет.

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 6,98 МВА (19.12.2018 – выявлена в 16:00), 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.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Тербунский гончар фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 28% от  $I_{НОМ}$  (35,1 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 25% от  $I_{НОМ}$  (31,5 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 110 кВ Тербунский гончар планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 41,58 МВт (34 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Тербунский гончар может составить 40,97 МВА в зимний период и 40,26 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Тербунский гончар перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 164% от  $I_{НОМ}$  (205,8 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа), в режиме летних нагрузок составляет 161% от  $I_{НОМ}$  (202 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2. Поскольку в настоящее время трансформаторы Т-1 и Т-2 работают с возможным повышенным износом изоляции, следует рассматривать замену на трансформаторы большей мощности.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x25 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x40 МВА с возможным повышенным износом изоляции в зимний период ДДТН Т-1(2) составит 125% от  $I_{НОМ}$  (251 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) составит 145% от  $I_{НОМ}$  (291,2 А по стороне ВН), в летний период ДДТН Т-1(2) составит 115% от  $I_{НОМ}$  (251 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) составит 120% от  $I_{НОМ}$  (291,2 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень перспективной нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 102% от  $I_{НОМ}$  (205,8 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 101% от  $I_{НОМ}$  (202,2 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

## ПС 110/35/10 кВ Химическая

На ПС 110 кВ Химическая установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	S <sub>ном</sub> , МВА	I <sub>ном</sub> <sup>ВН</sup> , А	ДДТН, %	
						ДДТН, %	АДТН, % (2 часа)
Т-1	ТДТН	1986	83	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100
Т-2	ТДТН	1986	81	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100

По состоянию на 2021 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) за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Химическая фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 104% от I<sub>ном</sub> (83,6 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 51% от I<sub>ном</sub> (41,1 А по стороне ВН) и не превышает АДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 110 кВ Химическая планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 13,49 МВт (10,53 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 110 кВ Химическая может составить 27,17 МВА в зимний период и 18,71 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 170% от I<sub>ном</sub> (136,5 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа), в режиме летних нагрузок составляет 117% от I<sub>ном</sub> (94 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2x16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2x16 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от I<sub>ном</sub> (100,4 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) в зимний период составит 145% от I<sub>ном</sub> (116,5 А по стороне ВН), что меньше перспективной нагрузки при единичном отключении Т-

2(1) –токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 170% от  $I_{ном}$  (136,5 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). В связи с этим рекомендуется рассмотреть замену Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ Химическая на трансформаторы с большей мощностью.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2х25 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $I_{ном}$  (156,9 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) в зимний период составит 145% от  $I_{ном}$  (182 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень перспективной нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 109% от  $I_{ном}$  (136,5 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

### ПС 110/35/10 кВ Хлевное

На ПС 110 кВ Хлевное установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{ном}$ , МВА	$I_{ном}^{ВН}$ , А	ДДТН, %	
						АДТН, % (2 часа)	
Т-1	ТДТН	1981	73	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100
Т-2	ТДТН	1984	91	16	80	Зимний период (5°С)	
						111,5	120
						Летний период (30°С)	
						91	100

По состоянию на 2021 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 за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-1(2) ПС 110 кВ Хлевное фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 92% от  $I_{ном}$  (73,8 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 69% от  $I_{ном}$  (55,8 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 110 кВ Хлевное планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 8,76 МВт (6,49 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом



перспективная нагрузка ПС 110 кВ Хлевное может составить 21,18 МВА в зимний период и 17,59 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 132% от  $I_{\text{НОМ}}$  (106,4 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа), в режиме летних нагрузок составляет 110% от  $I_{\text{НОМ}}$  (88,4 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформаторов Т-1 и Т-2.

При замене трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 2х16 МВА на новые трансформаторы мощностью 2х16 МВА с возможным повышенным износом изоляции ДДТН Т-1(2) в зимний период составит 125% от  $I_{\text{НОМ}}$  (100,4 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) в зимний период составит 145% от  $I_{\text{НОМ}}$  (116,5 А по стороне ВН). При единичном отключении Т-2(1) перспективная токовая загрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 132% от  $I_{\text{НОМ}}$  (106,4 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки перспективная загрузка Т-1(2) ПС 110 кВ Хлевное может быть снижена ниже уровня ДДТН до 121% от  $I_{\text{НОМ}}$  (97,4 А по стороне ВН) в зимний период.

#### ПС 35/6 кВ №4

На ПС 35 кВ №4 установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{\text{НОМ}}$ МВА	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ А	ДДТН, %	
						(2 часа)	
Т-2	ТМН	1988	95	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130
Т-3	ТМН	2003	95	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 3,73 МВА (16.12.2020 – выявлена в 18:00), 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 за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-2(3) ПС 35 кВ №4 фактическая токовая загрузка оставшегося в работе Т-3(2) в режиме зимних нагрузок составляет 93% от  $I_{\text{НОМ}}$  (61,5 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 77% от  $I_{\text{НОМ}}$  (50,9 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 35 кВ №4 планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 1,26 МВт (0,77 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом перспективная нагрузка ПС 35 кВ №4 может составить 4,5 МВА в зимний период и 3,86 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 113% от  $I_{\text{НОМ}}$  (61,5 А по стороне ВН) и превышает ДДТН.

С учетом перевода нагрузки перспективная нагрузка Т-2(3) ПС 35 кВ №4 может быть снижена ниже уровня ДДТН до 83% от  $I_{\text{НОМ}}$  (54,5 А по стороне ВН) в зимний период.

Таким образом, с учетом рассматриваемых схемно-режимных мероприятий необходимость замены трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ №4 отсутствует.

### ПС 35/10 кВ Агроном

На ПС 35 кВ Агроном установлено два силовых трансформатора.

Наименование трансформатора	Марка трансформатора	Год ввода	ИТС	$S_{\text{НОМ}}$ , МВА	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}$ , А	ДДТН, %	АДТН, %
							(2 часа)
Т-1	ТМН	1988	95	4	66	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130
Т-2	ТМ	1968	25	6,3	104	Зимний период (5°C)	
						105	130
						Летний период (30°C)	
						105	130

Максимальная нагрузка центра питания за последние 3 года в зимний период составляет 2,49 МВА (16.12.2020 – выявлена в 18:00), в летний период – 1,14 МВА (20.06.2018 – выявлена в 22:00).

Согласно данным собственника на ПС 35 кВ Агроном в послеаварийном режиме возможен перевод до 0,15 МВА нагрузки на ПС 35 кВ Троекурово-совхозная за время не более 120 минут.

При единичном отключении Т-2 ПС 35 кВ Агроном фактическая токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 62% от  $I_{\text{НОМ}}$  (41,1 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН, в режиме летних нагрузок составляет 28% от  $I_{\text{НОМ}}$  (18,8 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

В рамках реализации ТУ на ТП и планов перспективного развития в рамках регионального прогноза к ПС 35 кВ Агроном планируется подключение энергопринимающих устройств максимальной заявленной мощностью 6,85 МВт (3,49 МВА – полная мощность с учетом коэффициента реализации). При этом

перспективная нагрузка ПС 35 кВ Агроном может составить 5,98 МВА в зимний период и 4,63 МВА в летний период.

При единичном отключении Т-2 ПС 35 кВ Агроном перспективная токовая нагрузка оставшегося в работе Т-1 в режиме зимних нагрузок составляет 150% от  $I_{\text{НОМ}}$  (41,1 А по стороне ВН) и превышает АДТН (2 часа). Для исключения недопустимого уровня нагрузки при единичном отключении в нормальной схеме целесообразно выполнить замену трансформатора Т-1.

При замене трансформатора Т-1 мощностью 4 МВА на новый трансформатор мощностью 6,3 МВА ДДТН Т-1(2) составит 105% от  $I_{\text{НОМ}}$  (109,1 А по стороне ВН), АДТН Т-1(2) (2 часа) в зимний период составит 130% от  $I_{\text{НОМ}}$  (135,1 А по стороне ВН), что позволит обеспечить допустимый уровень фактической нагрузки при единичном отключении Т-1(2) – токовая нагрузка оставшегося в работе Т-2(1) в режиме зимних нагрузок составляет 95% от  $I_{\text{НОМ}}$  (98,7 А по стороне ВН) и не превышает ДДТН.

#### **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 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 Тербунский гончар – замена Т-1 и Т-2, 2x25 МВА на 2x40 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Химическая – замена Т-1 и Т-2, 2x16 МВА на 2x25 МВА;
- ПС 110/35/10 кВ Хлевное – замена Т-1 и Т-2, 2x16 МВА на 2x16 МВА;
- ПС 35/10 кВ Агроном – замена Т-1, 1x4 МВА на 1x6,3 МВА.

#### **4.9.9 Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (базовый вариант развития)**

В таблицах 71 и 72 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 для обеспечения надежного энергоснабжения и качества электрической энергии на территории Липецкой области в период до 2026 года.

Таблица 71 – Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (реконструкции) в период до 2026 года по базовому варианту развития

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (реконструкция/модернизация) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Ленинградской области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во х цепность х км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
<b>Новое строительство объектов напряжением 220 кВ</b>									
1	Строительство ПС 220 кВ РП-3 трансформаторной мощностью 400 МВА (2х200 МВА)	220/110		2х200 МВА		2022	ПАО «НЛМК»	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ПАО «НЛМК» (300 МВт)	СыПР ЕЭС 2021–2027 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
2	Реконструкция ВЛ 220 кВ Северная – Металлургическая I, II цепь со строительством заходов на ПС 220 кВ РП-3 ориентировочной протяженностью 6 км (4х1,5 км)	220	4х1,5			2022	ПАО «ФСК ЕЭС»		

<sup>17</sup> Год ввода объекта, рекомендованный в соответствии с выводами, сделанными в предыдущих разделах.

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (реконструкция/модернизация) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во х цепность х км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
<b>Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 220 кВ</b>									
3	Реконструкция ВЛ 220 кВ Липецкая-Казинка I, II цепь с заменой провода ориентировочной протяженностью 19,37 км <sup>18</sup>	220	2х19,37			2021	ПАО «ФСК ЕЭС»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «Особые экономические зоны»)	СНПР ЕЭС 2021–2027 гг.  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
<b>Новое строительство объектов напряжением 110 кВ</b>									
4	Строительство ПС 110 кВ ОЭЗ Елец 1 трансформаторной мощностью 80 МВА (2х40 МВА)	110/10		2х40 МВА	110-4/4	2021-2022	АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»)	ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» от 19.11.2019 № 20529642
5	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	110	2х1х15,5			2021-2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей (АО «ОЭЗ ППТ «Липецк»)	ТУ на ТП к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго» энергопринимающих устройств АО «ОЭЗ ППТ «Липецк» от 19.11.2019 № 20529642

<sup>18</sup> Завершение мероприятия ожидается в 2021 году.

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (реконструкция) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во цепей, км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
	протяженность 0,14 км методом ГНБ, участок ВЛ 110 кВ протяженностью 12,15 км)								
6	Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 – РП 2 I, II цель; ВЛ 110 кВ Металлургическая – РП-2 I, II цель (образуется путем реконструкции ВЛ 110 кВ РП-2 – Металлургическая Левая, Правая; ВЛ 110 кВ Липецкая ТЭЦ-2 – РП-2 Левая, Правая)	110	1х2х2,4			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
7	Строительство ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 I цель, ВЛ 110 кВ РП-3 ГПП-5 II цель	110	1х2х1,6			2023	ПАО «НЛМК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НЛМК»	
<b>Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 110 кВ</b>									
8	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Лебедев с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2х16 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х25 МВА <sup>19</sup>	110/35/10		2х25 МВА		2022-2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
9	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Хворостянка с заменой силового трансформатора Т-1 ПС 110 кВ Хворостянка номинальной мощностью 10 МВА на новый силовой	110/35/10		1х10 МВА		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания

<sup>19</sup> Мероприятие выполняется в рамках полной реконструкции ПС 110 кВ Лебедев.

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (реко-мен-дую-мый) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напря-жений, кВ	Кол-во х цеп-ность х км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
	трансформатор номинальной мощностью 10 МВА <sup>20</sup>								
10	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Тербуны с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2х10 МВА на новые силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х10 МВА <sup>20</sup>	110/35/10		2х10 МВА		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
11	Реконструкция ПС 110/35/10 кВ Доброе с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2х16 МВА на новые силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х16 МВА <sup>20</sup>	110/35/10		2х16 МВА		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
12	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	110	1х2х1,4			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
13	Перезавод ВЛ 110 кВ Новая – ГПП 15-1 Левая (Правая) на ПС 220 кВ РП 3 с образованием КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП-15-1 I цепь, КВЛ 110 кВ РП-3 – ГПП 15-1 II цепь без увеличения пропускной способности	110	1х2х6,6			2023	ПАО «НЛМК»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ПАО «НЛМК»	
14	Реконструкция ПС 110 кВ ГПП 5, ВЛ	110	1х1х3,4			2023	Филиал	Обеспечение	

<sup>20</sup> 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.

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (реконструкции/модернизации) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во цепей, км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
15	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 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 токоограничивающих реакторов 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)	110				2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ПАО «НЛМК» (300 МВт)	
16	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)	110				2023	ПАО «НЛМК»	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ПАО «НЛМК» (300 МВт)	
17	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	1х1х0,3			2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Обеспечение выдачи мощности генерирующих объектов ПАО «НЛМК» (300 МВт)	
<b>Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 35 кВ</b>									
18	Реконструкция ПС 35/10 кВ №3 с	35/10		2х6,3 МВА		2022	Филиал	Исключение	Анализ загрузки центров



№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (реко-мен-дую-мый) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напря-жений, кВ	Кол-во х цеп-ность х км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
	заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2х2,5 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х6,3 МВА <sup>20</sup>					ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	питания Акт ТО от 23.09.2015	
19	Реконструкция ПС 35/6 кВ №2 с заменой силового трансформатора Т-1 номинальной мощностью 1 МВА на силовой трансформатор номинальной мощностью 2,5 МВА <sup>20</sup>	35/10		1х2,5 МВА		Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания	
20	Реконструкция ПС 35/10 кВ Борисовка с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2х4 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х6,3 МВА <sup>20</sup>	35/10		2х6,3 МВА		Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания	
21	Реконструкция ПС 35/10 кВ Введенка с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2х4 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х6,3 МВА <sup>20</sup>	35/10		2х6,3 МВА		Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания	
22	Реконструкция ПС 35/6 кВ Таволжанка с заменой силовых трансформаторов Т-1, Т-2 номинальной мощностью 2х4 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х6,3 МВА <sup>20</sup>	35/10		2х6,3 МВА		Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания	
23	Реконструкция ПС 35/10 кВ Троицкая с заменой силового трансформатора Т-1 номинальной мощностью 2,5 МВА на силовой трансформатор номинальной мощностью 4 МВА <sup>20</sup>	35/10		1х4 МВА		Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания	
24	Реконструкция ПС 35/10 кВ Ярлуково с заменой силового трансформатора Т-1 номинальной мощностью 3,2 МВА на силовой трансформатор номинальной	35/10		1х4 МВА		Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания	

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (реко-мен-дую-мый) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Ленинградской области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напря-жений, кВ	Кол-во х цеп-ность х км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
	мощностью 4 МВА <sup>20</sup>						трансформатора	Анализ загрузки центров питания	
25	Реконструкция ПС 35/6 кВ Студеновская с заменой силовых трансформаторов Т-1 и Т-2 номинальной мощностью 2х10 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х16 МВА	35/10		2х16 МВА		2021	АО «ЛГЭК»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	ТУ на ТП к электрическим сетям АО «ЛГЭК» энергопринимающих устройств АО «Ремстройсервис» от 26.03.2018. №Э0430/18
<b>Мероприятия по установке (модернизации) устройств автоматизации</b>									
26	Установка АОПО ВЛ 220 кВ Борино Новая I, II цепь на ПС 500 кВ Борино с действием на отключение В-220 Новая I, II цепь, с действием на разгрузку блоков Нововоронежской АЭС	220				2021–2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	Повышение надежности	Расчет электрических режимов
27	Установка АОПО АТ-1(2) ПС 500 кВ Борино на ПС 500 кВ Борино с действием на отключение В-220 АТ-1(2), с действием на разгрузку блоков Нововоронежской АЭС и с реализацией дополнительного управляющего воздействия на отключение В-220 Новая I, II цепь	220				2021–2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	Повышение надежности	Расчет электрических режимов
28	Модернизация АОПО ВЛ 220 кВ Кировская – Овощи Черноземья на ПС 220 кВ Кировская с реализацией дополнительного управляющего воздействия на разгрузку блоков Нововоронежской АЭС	220				2021–2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	Повышение надежности	Расчет электрических режимов
29	Модернизация АОПО ВЛ 220 кВ Южная – Усмань-гтяговая на ПС 220 кВ Южная с реализацией дополнительного	220				2021–2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	Повышение надежности	Расчет электрических режимов

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (реконструкция) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во цепей, км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
	управляющего воздействия на разгрузку блоков Нововоронежской АЭС								
30	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	220				2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Повышение надежности	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
31	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Правобережная – Юго-Западная I, II цель на ПС 220 кВ Правобережная с действием на отключение В 110 кВ Юго-Западная I, II цель	110				2022	ПАО «ФСК ЕЭС»	Повышение надежности	Расчет электрических режимов
32	Установка АОПО ВЛ 110 кВ Юго-Западная – Ситовка с отпайкой на ПС Привокзальная Левая (Правая) на ПС 110 кВ Ситовка с действием на отключение В 110 кВ Привокзальная Левая, В 110 кВ Привокзальная Правая	110				2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Повышение надежности	ТУ на ТП к электрическим сетям ПАО «ФСК ЕЭС» устройств и объекта по производству электрической энергии ПАО «НЛМК» (ПС 220 кВ РП-3, УТЭЦ-2) от 30.05.2019
33	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	110				2023	ПАО «НЛМК»	Повышение надежности	
34	Модернизация ЧДА на Липецкой ТЭЦ-2	110				2023	ПАО «ФСК ЕЭС»	Повышение надежности	

Таблица 72 – Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ и выше, рекомендуемых к реновации в период до 2026  
Года

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры		Год ввода (реко-мендуе-мый) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во х цепность х км				
1	Переоборудование заходов ВЛ 110 кВ на ПС 110 кВ Лебедянь <sup>19</sup>	110	1х1х1,35	2022-2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Протокол от 20.04.2020
2	Переоборудование заходов ВЛ 35 кВ на ПС 110 кВ Лебедянь <sup>19</sup>	35	1х1х1,33	2022-2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Протокол от 20.04.2020
3	Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (5 шт.) на ПС 110 кВ Лебедянь <sup>19</sup>	110		2022-2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
4	Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (4 шт.) на ПС 110 кВ Лебедянь <sup>19</sup>	110		2022-2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
5	Замена провода на провод аналогичного сечения и грозотроса с линейной арматурой в пролетах опор №16-17, №92-93, выполнить двойное крепление провода на опорах №16,17,92,93 ВЛ 110 кВ Касторное <sup>18</sup>	110	1х1х0,215	2021	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 05.05.2015 Протокол от 20.04.2020
6	Реконструкция ВЛ 110 кВ Становая Правая (Левая) с выносом головного участка ВЛ из городской черты оп. №1-38 протяженностью 8 км (2 цели (6 пров.) 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 <sup>18</sup>	110	1х1х8,74	2021	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 20.07.2014 Протокол от 20.04.2020
7	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)	110	1х2х48,56	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО 17.03.2015 Протокол от 20.04.2020

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры		Год ввода (рекомандуемый) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во х цепность х км				
	допустимое сечение сталеалюминиевого провода по условиям механической прочности ВЛ 35 кВ и выше, сооружаемых на двухцепных или многоцепных опорах, составляет 120/19 мм <sup>2</sup> ) на участке опор №1-263 (48,56 км)						
8	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	1x1x10,51	2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 30.04.2013 Протокол от 20.04.2020
9	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	1x2x23,1	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 08.05.2015 Протокол от 20.04.2020
10	Замена грозотроса с линейной арматурой ВЛ 110 кВ Бугор левая, правая в пролете опор №1-88, оттайка 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	1x2x0,25	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 23.03.2015 Протокол от 20.04.2020
11	Замена опор ВЛ 110 кВ Кольцевая левая, правая 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 оттайка к ПС Южная и пролет №3-4 оттайка к ПС Бугор для габарита, замена изоляторов с линейной арматурой на участке опор №1-57	110	1x2x1,5	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 22.04.2015 Протокол от 20.04.2020
12	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	1x1x2,75	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 14.04.2015 Протокол от 20.04.2020
13	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 №	110	1x1x3,75	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 09.04.2015 Протокол от 20.04.2020

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры		Год ввода (рекомандуемый) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во х цепность х км				
	14-49, установка дополнительных опор для увеличения габарита в пролетах опор № 13-23, 39-40, 48-49				«Липецкэнерго»		
14	Замена масляных выключателей на элегазовые (5 шт.), трансформаторов тока (24 шт.), разъединителей (23 шт.), устройств РЗА на ПС 110 кВ Компрессорная			2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Протокол от 27.04.2020
15	Замена масляных выключателей на элегазовые (6 шт.), трансформаторов тока (27 шт.), разъединителей (27 шт.), устройств РЗА на ПС 110 кВ Гидрооборудование			2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Протокол от 27.04.2020
16	Замена грозотроса с линейной арматурой на участке опор №1-108, установка дополнительных опор в пролетах №53-54, №55-56, № 102-104 для устранения негабарита ВЛ 110 кВ Доброе левая (правая) <sup>18</sup>	110	1x2x33,88	2021	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 07.05.2015 Протокол от 20.04.2020
17	Замена масляного выключателя 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.) на ПС 110/10 кВ Октябрьская	110		2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
18	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110/35/10 кВ Хворостянка	110		2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
19	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		2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
20	Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.) ПС 110/10 кВ Круглое	110		2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
21	Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т1 на элегазовый выключатель (1 шт.) ПС 110 кВ Березовка	110		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры		Год ввода (рекомандный) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во х цепность х км				
22	Замена масляных выключателей 110 кВ на элегазовые (11 шт.) на ПС 110 кВ Химическая трансформаторов тока (39 шт.), разъединителей (39 шт.), устройств РЗА	110		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Протокол от 27.04.2020
23	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 кВ ЛТП	110		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
24	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 кВ Доброе	110		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
25	Замена ОД и КЗ 110 кВ в цепи Т2 на элегазовый выключатель 110 кВ (1 шт.) на ПС 110/10 Нива	110		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
26	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 кВ Табак	110		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
27	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 кВ Тербуны	110		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
28	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 Тешличная	110		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
29	Замена масляных выключателей 110 кВ в цепях ВЛ Доброе левая (правая) на элегазовые выключатели 110 кВ (2 шт.) на ПС 110 кВ Сиговка	110		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
30	Замена существующего провода на провод аналогичного сечения на ВЛ 35 кВ Борино левая, правая с оттайкой к ПС Троицкая	35	1x2x14	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» –	Реновация	Акт ТО от 24.10.2014

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры		Год ввода (рекомандный) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во х цепность х км				
31	Замена существующего провода в пролетах опор №1-160, замена грозотроса в пролетах №1-13, замена устаревшей изоляции, стальной 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	1х1х19,72	2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 15.07.2015
32	Замена существующего провода в пролетах опор №1-75, замена грозотроса в пролетах №1-11, №52-86, №204-213 протяженность, замена устаревшей изоляции, стальной арматуры на проводе и грозотросе в пролетах опор №1-75. Замена 38 шт опор №3-10, №12-17, №19-28, №30-32, №55, №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	1х1х7	2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 15.07.2015
33	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		2024	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
34	Замена масляных выключателей 35 кВ в цепях ВЛ 35 кВ Казинка-1, ВЛ 35 кВ Матыра-2 (2 шт.) на ПС 35 кВ №1	35		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
35	Вынос участка оп. №№ 9-14 протяженностью 0,77 км ВЛ 35 кВ Озерки	35		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Письмо Филиала ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958 о реконструкции участков ВЛ-35 кВ
36	Вынос участка оп. №№ 90-94 протяженностью 0,6 км ВЛ 35 кВ Веселое	35		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Письмо Филиала ПАО «МРСК Центра»- «Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ЛП/17-1/3958 о реконструкции участков ВЛ-35 кВ



№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры		Год ввода (реконструкция / модернизация)	Ответственный исполнитель	Краткое описание необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во цепность х км				
37	Вынос участка оп. №№ 127-131 протяженностью 0,52 км ВЛ 35 кВ Аксай	35		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Письмо Филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго» от 16.03.2018 №МРСК/ТП/17-1/3958 о реконструкции участков ВЛ-35 кВ
38	Замена ОД и КЗ в цепях Т1, Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Стебаево	35		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
39	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		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
40	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Березняговка	35		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
41	Замена предохранителей в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Лебедянка	35		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
42	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		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
43	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Ивановка	35		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
44	Замена ОД и КЗ 35 кВ в цепях Т1 и Т2 на элегазовые выключатели 35 кВ (2 шт.) на ПС 35 кВ Ломовец	35		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	-
45	Замена грозотроса С-35 в пролетах опор №1-14 и №134-145 протяженностью 3,2 км, замена опоры в количестве 53	35	1x1x3,2	2022	Филиал ПАО «МРСК	Реновация	Акт ТО от 29.09.2014

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры		Год ввода (рекомандный) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	Краткое обоснование необходимости строительства / реконструкции	Обоснование включения в Схему и программу развития электроэнергетики Липецкой области (реквизиты ТУ на ТП (при наличии))
		Набор напряжений, кВ	Кол-во х цепность х км				
	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 Трубачино				Центра» – «Липецкэнерго»		
46	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 Пальня	35	1х1х13,8	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 22.04.2015
47	Замена провода на провод аналогичного сечения, изоляции и стальной арматуры ВЛ 35 кВ Плоское	35	1х1х4,6	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 14.01.2015
48	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 подстановка опор 10 шт в пролете опор №156-166 для габарита ВЛ 35 кВ Политово	35	1х1х16,1	2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»	Реновация	Акт ТО от 15.07.2015

#### 4.9.10 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ (базовый вариант развития)

В таблице 73 представлены сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже (до 35 кВ) в соответствии с базовым вариантом развития. В таблице 74 представлены сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже.

Таблица 73 – Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже (базовый вариант развития)

Объект	Ед. изм.	Год окончания работ					
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
<b>Новое строительство</b>							
ЛЭП 220 кВ	км		6				
ЛЭП 110 кВ	км			8			
ПС 220 кВ	МВА		400				
ПС 110 кВ	МВА	80					
<b>Реконструкция</b>							
ЛЭП 220 кВ	км	38,74					
ЛЭП 110 кВ	км	107,72 (31) <sup>21</sup>	98,92 (1,8)	40,59 (24)	56,2 (0)		
ЛЭП 35 кВ	км		37,7 (0)	19,52 (0)	35 (0)		
ПС 220 кВ	МВА	150					
ПС 110 кВ	МВА		112				
ПС 35 кВ	МВА	32	60,9				

Таблица 74 – Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже

Объект	Ед. изм.	Год окончания работ					
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
<b>Новое строительство объектов АО «ЛГЭЖ»</b>							
ТП, РП 6–10 кВ	МВА	5,22					
ЛЭП 6–10 кВ	км	30,15					
<b>Реконструкция объектов АО «ЛГЭЖ»</b>							
ТП, РП 6–10 кВ	МВА	19,17					
ЛЭП 6–10 кВ	км	2,53					
<b>Реконструкция объектов филиала ОАО «РЖД» Трансэнерго Юго-Восточная дирекция по энергообеспечению</b>							
ТП, РП 6–10 кВ	МВА		0,25	0,35	0,4		
ЛЭП 6–10 кВ	км	21,7	0,78	2,13	12,67		
<b>Новое строительство объектов филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»</b>							
ЛЭП 6–10 кВ	км	1,249	2,167				
ВЛИ-0,4 кВ	км	0,551	4,176	4,096	1,43	0,214	

<sup>21</sup> В скобках приведены сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже без учета мероприятий по реновации электросетевого комплекса.

Объект	Ед. изм.	Год окончания работ					
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Реконструкция объектов филиала ПАО «МРСК Центра» – «Липецкэнерго»							
ЛЭП 6–10 кВ	км	0,38	9,435				
ВЛИ-0,4 кВ	км		20,03	28,646	29,858	26,337	
ТП 6/10/0,4 кВ	шт.		18	20	10	9	
<b>Итоговый объем нового строительства объектов энергосистемы Липецкой области</b>							
ТП, РП 6–10 кВ	МВА	5,22					
ЛЭП 6–10 кВ	км	31,399	2,167				
ВЛИ-0,4 кВ	км	0,551	4,176	4,096	1,43	0,214	
<b>Итоговый объем реконструкции объектов энергосистемы Липецкой области</b>							
ТП, РП 6–10 кВ	МВА	19,17	0,25	0,35	0,4		
ТП 6/10/0,4 кВ	шт.		18	20	10	9	
ЛЭП 6–10 кВ	км	24,61	10,215	2,13	12,67		
ВЛИ-0,4 кВ	км		20,03	28,646	29,858	26,337	

#### **4.9.11 Перечень электросетевых объектов напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу (региональный вариант развития)**

В таблице 75 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 2026 года.

Таблица 75 – Перечень реализуемых и перспективных проектов по развитию территориальных распределительных сетей Липецкой области, рекомендуемых к вводу в период до 2026 года (региональный вариант развития)

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (рекомендуемый) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	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 х цепность х км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
<b>Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 110 кВ</b>									
1	Замена силовых трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110/10 кВ Тербунский район номинальной мощностью 2х25 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х40 МВА	110		2х40 МВА		2023	Филиал ПАО «МРСК Центра» «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
2	Замена провода ВЛ 110 кВ Елецкая – Тербуны с оттайками на участке Тербуны 220 оттайка на Тербуны 110 на провод марки АС-150 <sup>22</sup>	110	1х1х 0,67			2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» «Липецкэнерго»	Обеспечение технологического присоединения потребителей ОЭС РУ «Тербуны»	Расчет электрических режимов
3	Замена силовых трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110/35/10 кВ Химическая номинальной мощностью 2х16 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х25 МВА <sup>22</sup>	110/35/10		2х25 МВА		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДДТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания

<sup>22</sup> Рекомендуемые сроки реализации мероприятий определены на основании расчета и анализа существующих и перспективных электрических режимов и анализа фактической и перспективной загрузки центров питания и могут быть скорректированы с учетом нормативных сроков проектирования, строительства и финансирования мероприятий.

№ п/п	Наименование мероприятия	Параметры				Год ввода (рекомендуемый) <sup>17</sup>	Ответственный исполнитель	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 цепей х км	Шт. х МВА / МВАр	Схема РУ / кол-во ячеек, шт.				
4	Замена силовых трансформаторов Т-1, Т-2 ПС 110/35/10 кВ Хлевное номинальной мощностью 2х16 МВА на силовые трансформаторы номинальной мощностью 2х25 МВА <sup>22</sup>	110/35/10		2х16 МВА		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДЦТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
<b>Новое строительство объектов напряжением 35 кВ</b>									
5	Строительство ПС 35 кВ Черная Слобода 2х6,3 МВА	35		2х6,3 МВА		2025	Филиал ПАО «МРСК Центра» «Липецкэнерго»	Региональные планы по развитию	Электроснабжение мкр. Черная Слобода и Северный в г. Елец
6	Строительство ВЛ 35 кВ от ПС 35 кВ Восточная до ПС 35 кВ Черная Слобода	35	1х2х6			2025	Филиал ПАО «МРСК Центра» «Липецкэнерго»	Региональные планы по развитию	Электроснабжение мкр. Черная Слобода и Северный в г. Елец
<b>Расширяемые и реконструируемые объекты напряжением 35 кВ</b>									
7	Замена силового трансформатора Т-1 ПС 35/10 кВ Агроном номинальной мощностью 4 МВА на силовой трансформатор номинальной мощностью 6,3 МВА <sup>22</sup>	35/10		1х6,3 МВА		2022	Филиал ПАО «МРСК Центра» «Липецкэнерго»	Исключение превышения ДЦТН при отключении наиболее мощного трансформатора	Анализ загрузки центров питания
8	Реконструкция двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС «Цементная» до ПС «Студеновская» с заменой провода на кабель	35	1х2х3,8			2023	АО «ЛПЭК»	Региональные планы по развитию	Увеличение пропускной способности центра питания ПС 35 кВ Студеновская

**4.9.12 Сводные данные по развитию электрических сетей 220 кВ и ниже с выделением сводных данных для сети ниже 110 кВ (региональный вариант развития)**

В таблице 76 представлены сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже (до 35 кВ) в соответствии с региональным вариантом развития.

Таблица 76 – Сводные данные по развитию электрических сетей напряжением 220 кВ и ниже (региональный вариант развития)

Объект	Ед. измерения	Год окончания работ					
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
<b>Новое строительство</b>							
ЛЭП 35 кВ	км					12	
ПС 35 кВ	МВА					12,6	
<b>Реконструкция</b>							
ЛЭП 35 кВ	км		0,67	7,6			
ПС 110 кВ	МВА		130	80			
ПС 35 кВ	МВА		6,3				

**4.9.13 Сводные данные по развитию электрических сетей 10-0,4 кВ**

В таблице 77 представлены сводные данные по развитию электрических сетей 0,4-10 кВ филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго».

В таблице 77 - Сводные данные по развитию электрических сетей 0,4-10 кВ филиала ПАО «МРСК Центра»-«Липецкэнерго».

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ (реконструкция / новое строительство (км))		Ремонтные работы	
	Реконструкция	Новое строительство		Реконструкция	Новое строительство		
2021	0,38	1,249	0	0	0,551	Добринский р-н, Дуровский с./с.	
2021						Грязинский р-н с. Петровка ул. Правды	
2021						Грязинский р-н с. Петровка ул. Ленина, ул. Правды	
2021						Грязинский р-н п Свх. Песковатский ул. Школьная	
2021						Грязинский р-н п Светлая Поляна ул. Авиационная	
2021						Грязинский р-н с. Карамышево ул. 50 лет НЛМК	
2021						Грязинский р-н с. Двуречки ул. Пролетарская	
2021						Грязинский р-н с. Княжая Байгора ул. Пролетарская	
2021						Грязинский р-н с. Плеханово ул. Ленина	
2021						Грязинский р-н с. Княжая Байгора ул. Щеглова	
2021						Грязинский р-н с. Княжая Байгора ул. Набережная	
2021						Грязинский р-н с. Большой Самовец ул. Полевая	
2021						Грязинский р-н с. Большой Самовец ул. 50 лет Космонавтики	
2021						Грязинский р-н с. Телелкой ул. Первомайская	
2021						Грязинский р-н с. Головищино ул. К. Маркса	
2021						Грязинский р-н д. Красногорка ул. Набережная	



Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)			(реконструкция / новое строительство (км)			
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство			
2021						Капитальный ремонт ВЛ, перераспределение нагрузок по фазам фидера, ревизии контактных соединений.	Грязинский р-н д Красногорка ул. Ленина
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Грязинский р-н с. Петровка ул. Заречная
2021						Переподключение с КТП-137 фидер № 1 на КТП-817 фидер № 1	Грязинский р-н д. Зейделевка (Петровский с./с.) ул. Полевая
2021						Замена опоры	Грязинский р-н с. Баргеньевка ул. Свободы, д.9
2021						Перераспределение нагрузки, регулировка напряжения	Грязинский р-н п Свх. Песковатский ул. Садовая
2021						Разгрузка фидера	Грязинский р-н с. Кузовка ул. Лесная
2021						Добавление фазного провода, перераспределение нагрузки	Грязинский р-н п Свх. Красная Дубрава ул. Лесная
2021						Регулировка напряжения	Грязинский р-н п Свх. Прибытковский, Съезда ВЛКСМ
2021						Демонтаж аварийных опор Регулировка напряжения и перераспределению нагрузки	Грязинский р-н с. Ярлуково ул. Набережная
2021						Перераспределение нагрузки по фазам и ревизия контактных соединений	Грязинский р-н с. Казинка ул. Ленина
2021						Замена деревянных опор на ж/б, замена провода (А-35, А-25 на провод СИП), замена ответвлений к домам в рамках капитального ремонта ВЛ 0,4кВ ф.1 ТП 227 с. Казинка	Грязинский р-н с. Казинка ул. Ленина
2021						Замена опоры № 13 Перераспределение нагрузки по фазам	Грязинский р-н с. Казинка ул. Октябрьская
2021						Запланирована выправка опоры № 15	Грязинский р-н с. Большой Самовец ул. Советская
2021						Запланирован монтаж доп. опоры в пролетах опор № 4-5	Липецкий р-н НС.Т. Металлург 3 ул. 4 Олушка
2021						Ревизия контактных соединений и перераспределению нагрузки	Грязинский р-н с. Ярлуково ул. Красная Роща, ул. Лесная

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛ 0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)			(реконструкция / новое строительство (км)			
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство			
2021						Ревизия контактных соединений на ВЛ-0,4 кВ	Грязинский р-н с. Малей ул. Лесная
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Грязинский р-н с. Сошки ул. Советская
2021						Замена опоры № 8-1 на ВЛ-0,4 кВ ф. 6	Грязинский р-н с. Сошки ул. Куйбышева
2021						Частичная замена опор ЛЭП фидер № 3 в рамках ТО	Грязинский р-н с. Сошки ул. Луговая
2021						Перераспределение нагрузки и добавлению фазного провода	
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера № 3-1, регулировке напряжения на выходе питающей КТП-353/160 кВА, расчистке трассы ЛЭП, замена существующего провода и добавлению провода для организации полнофазного режима в пролете опор №19-№25, ревизии контактных соединений	Грязинский р-н с. Верхний Телелой, ул. Калинина
2021						Перераспределение нагрузки, регулировке напряжения	Грязинский р-н с. Большой Самовец ул. Фрунзенская
2021						Перераспределение нагрузки, ревизия контактных соединений	Грязинский р-н с. Ямань ул. Полевая
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера, ревизии контактных соединений на ТП и ВЛ-0,4 кВ	Грязинский р-н с. Карамышево ул. Лесная
2021						Перераспределение нагрузки на линии, капитальный ремонт, монтаж приборов РИМ.	Грязинский р-н с. Дзуречки ул. Липавина
2021						Замена провода.	Грязинский р-н с. Фашевка ул. Лесная
2021						Замена опор № 4-1	Грязинский р-н с. Фашевка ул. Ленина
2021						Замена провода на СИП полнофазного	Грязинский р-н п. Кузевань

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)	Новое строительство		Реконструкция/новое строительство (км)	Новое строительство (км)		
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство	режима		
2021						Ревизия контактных соединений в КТП, ремонту дефектных элементов КТП	Грязинский р-н с. Бартеневка ул. Парадная
2021						Перераспределение нагрузки и регулировке напряжения. Проведение работ Замена дефектных опор в рамках программы ТОиР 2021	Грязинский р-н п Красное Знамя ул. Лесная
2021						Установка трансформатора	Грязинский район с. Красное Знамя ул. Лесная
2021						Добавление фазного провода и перераспределению нагрузки	Грязинский р-н с. Княжая Байгора ул. Луговая
2021						Замена провода на провод большего сечения	Грязинский р-н с. Княжая Байгора ул. Ленина
2021						Ревизия контактных соединений в КТП, ремонту дефектных элементов КТП	Грязинский р-н с. Бутырки ул. Ворошилова
2021						Перераспределение нагрузки по фазам	Грязинский р-н с. Плеханово ул. Ленина
2021						Увеличение сечения провода фидера № 2 с. последующим перераспределением нагрузки	Грязинский р-н с. Бутырки ул. Ворошилова
2021						Добавление фазного провода, перераспределению нагрузки по фазам фидера	Грязинский р-н с. Головшино ул. Садовая
2021						Перераспределение нагрузки	Грязинский р-н с. Большой Самовец ул. Крулской
2021						Ремонт кабельной линии	Грязинский р-н с. Плеханово ул. М.Горького
2021						Ревизия контактных соединений в КТП, ремонту дефектных элементов КТП	Грязинский р-н с. Бутырки ул. Ворошилова
2021						Замена опор № 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 3-5, 3-6-1	Грязинский р-н с. Бутырки ул. Заливная
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Грязинский р-н с. Плеханово ул. Плеханова
2021						Перераспределение нагрузки	Грязинский р-н с. Плеханово ул. Плеханова

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛ-0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)			(реконструкция / новое строительство (км)			
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство			
2021						Регулировка напряжения и перераспределение нагрузки	Грязинский р-н с. Плеханово ул. Пролетарская
2021						Ревизия контактных соединений на ВЛ-0,4 кВ	Грязинский р-н с. Головино ул. Колхозная
2021						Регулировка напряжения	Грязинский р-н х Бахаев ул. Ибаррури
2021						Расчистка троссы ВЛ-10 кВ № 08 ПС. 110/10 кВ «Двуречки»	Грязинский р-н с. Фашевка
2021						Планируется реконструкция фидера № 1 ВЛ-0,4 кВ; реконструкция эл/сетевого комплекса	Грязинский р-н с. Казинка ул. Школьная
2021						Замена провода	Грязинский р-н с. Фашевка ул. Лесная
2021						Регулировка стрелы провиса провода в пр. опор № 3-4 ВЛ-0,4кВ ф. 3 от ТП 170	Грязинский р-н с. Аннино ул. Зеленая
2021						Замена опоры	Грязинский р-н с. Казинка ул. Светлая
2021						Выправка опоры № 8-2 от ВЛ-0,4кВ фидер № 3 КТП № 112/63 кВА ВЛ-10кВ ячейка № 13 ПС. 35/10 кВ «Вперед» и замена провода, выправке опоры	Грязинский р-н с. Аннино ул. Набережная
2021						Замена опоры № 8	Грязинский р-н с. Синявка ул. Зеленая
2021						Замена опоры	Грязинский р-н п Свх. Красная Дубрава ул. Лесная
2021						Замена опоры № 3-1 на ВЛ-0,4 кВ	Грязинский р-н с. Плеханово ул. Ленина
2021						Замена опоры № 2-4	Грязинский р-н с. Аннино ул. Зеленая
2021						Добавление фазного провода, перераспределение нагрузки по фазам фидера и ревизии контактных соединений	Грязинский р-н с. Телелой ул. Ленина
2021						Реконструкция ВЛ-10 кВ яч. № 09 ПС. 35/10 кВ "Матгара" в рамках ИП.	Грязинский район с. Казинка ул. Ленина
2021						Капитальный ремонт участка ВЛ-0,4 кВ	Грязинский район с. Плеханово Д. Бедного

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ (реконструкция / новое строительство (км))		Ремонтные работы	
	Реконструкция	Новое строительство		Реконструкция	Новое строительство		
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство	
2021						фидер № 1 от опоры № 19 до опоры № 26	Липецкая обл. г. Липецк ул. Советская (Желтые Пески)
2021						Замена участка провода, ТОиР 2021г.	Грязинский р-н г. Грязи ул. Коммунальная
2021						Разгрузка фидера	Грязинский р-н г. Грязи ул. Толбухина
2021						Переподключение части фидера №7 от опоры №2-8 на трансформаторную подстанцию 891 фидер №1 опоры №1-4	Грязинский р-н г. Грязи ул. Толбухина
2021						Регулировка напряжения на выходе питающей ТП-900/100 кВА (повышение напряжения)	Грязинский р-н г. Грязи ул. Менжинского
2021						Замена опоры № 21 в рамках ТО	Грязинский р-н г. Грязи ул. Лихачева
2021						Замена опоры № 21	Грязинский р-н г. Грязи ул. Лихачева
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Грязинский р-н г. Грязи ул. Урицкого
2021						Перераспределение нагрузки и добавлению фазного провода	Грязинский р-н г. Грязи ул. Вавилова,
2021						Ревизия контактных соединений	Грязинский р-н г. Грязи ул. Советская
2021						Замена ввода в рамках ТО	Грязинский р-н г. Грязи ул. Черняковского
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера и регулировке напряжения	Грязинский р-н г. Грязи ул. МРЗ
2021						Замена опоры № 2-3, № 2-2 ВЛ 0,4 кВ ф.9 ТП 50 Л	Грязинский р-н г. Грязи ул. 9 Мая
2021						Переподключение потребителя с ТП-107 фидер № 3 на ТП-785 фидер № 3	Грязинский р-н г. Грязи ул. Тенистая
2021						Замена опор № 1-8	Грязинский р-н г. Грязи ул. Луначарского
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера.	Грязинский р-н г. Грязи ул. Лермонтова

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ (реконструкция / новое строительство (км))		Ремонтные работы	
	Реконструкция	Новое строительство		Реконструкция	Новое строительство		
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство	
2021						Замена опоры № 7-3	Грязинский р-н г. Грязи ул. Кутузова
2021						Перераспределение нагрузок по фазам фидера	Грязинский р-н г. Грязи ул. Воровского
2021						Перераспределение нагрузки	Грязинский р-н г. Грязи ул. Кольцова
2021						Перевод части потребителей, строительству ВЛ-6-0,4 кВ, установке КТП-6/0,4 кВ 160 кВА, демонтажу проводов	Грязинский р-н г. Грязи ул. 18 Паргъезда
2021						Разгрузка фидера № 1 от ТП № 58Л	Грязинский р-н г. Грязи ул. Юбилейная
2021						Увеличение сечения провода, перераспределению нагрузок по фазам фидера в план работ	Грязинский р-н г. Грязи ул. Вавилова
2021						Перераспределение нагрузок по фазам фидера	Грязинский р-н г. Грязи ул. Стрелевая
2021						Перераспределение нагрузок по фазам фидера и добавлению фазного провода	Грязинский р-н г. Грязи ул. Народная стройка
2021						Замена силового трансформатора	Грязинский р-н г. Грязи ул. Рублева
2021						Замена опоры № 6-4	Грязинский р-н г. Грязи ул. Жуковского
2021						Перераспределение нагрузки	Грязинский р-н г. Грязи ул. Школьная
2021						Замена опоры № 9-1 на ВЛ-0,4 кВ ф. 3 в рамках ГО	Грязинский р-н г. Грязи ул. Правды
2021						Перераспределение нагрузок по фазам фидера	Грязинский р-н г. Грязи ул. Грязинская
2021						Перевод части потребителей с КТП-2 на КТП-1744	Грязинский р-н г. Грязи ул. Крулуской
2021						Перераспределение нагрузки	Липецкая обл г. Липецк ул. Луговая (Желтые Пески)
2021						Перемещение силового трансформатора	Грязинский р-н г. Грязи ул. Владимира Басинского
2021						Перевод части потребителей на другую	Грязинский р-н г. Грязи ул. Партизанская

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ (реконструкция / новое строительство (км))		Ремонтные работы	
	Реконструкция	Новое строительство		Реконструкция	Новое строительство		
						ЛЭП. Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ТП № 63 ф.3	
2021						Перераспределение нагрузки	Грязинский р-н г. Грязи ул. Грязинская
2021						Регулировка напряжения	Грязинский р-н г. Грязи ул. Заречная
2021						Замена провода от ТП-9 до опоры № 1 фидер № 5, ревизии контактных соединений в РУ-0,4 кВ и ошиповке линии	Грязинский р-н г. Грязи ул. Рабоче-кооперативная
2021						Модернизация ВЛ-0,4 кВ № 4 ТП-40Л по ВЛ-6 кВ № 22 ПС. 35/6 кВ "Грязи"	Грязинский р-н г. Грязи ул. Папанина, пер Волгоградский
2021						Перевод части потребителей с ТП-45 фидер 4 на фидер 1	Грязинский р-н г. Грязи ул. Заречная
2021						Капитальный ремонт ВЛ 0,4кВ, ф4 (замена деревянных опор на железобетонные, замена провода А-25,35 на провод с амизолирующей-3х50, замена ответвлений к домам).	Грязинский р-н г. Грязи ул. Павлова
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Грязинский р-н г. Грязи ул. Революции 1905 года
2021						Перераспределение нагрузки, регулировке напряжения	Грязинский р-н г. Грязи ул. Набережная 2-я
2021						Монтаж дополнительного коммутационного аппарата, замена опоры, монтажу провода, разделению фидера, замена опор с. № 1 по № 6, замена провода от ТП-47Л до опоры № 7, установка дополнительного коммутационного аппарата для разделения фидера № 2	Грязинский р-н г. Грязи ул. Островского и ул. Куйбышева
2021						Монтаж дополнительного аппарата в РУ-0,4 кВ, замена опоры, монтажу провода,	Грязинский р-н г. Грязи ул. Островского

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ (реконструкция / новое строительство (км))		Ремонтные работы	
	Реконструкция	Новое строительство		Реконструкция	Новое строительство		
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство	Ремонтные работы	Ремонтные работы	
						разделению фидера и замена опор	
2021						Перевод части потребителей на другую ЛЭП	Грязинский р-н г. Грязи ул. Депутатская
2021						Перераспределение нагрузки, ревизии контактных соединений	Грязинский р-н г. Грязи ул. Спортивная
2021						Реконструкции ВЛ 0,4 кВ ф. 4 от ТП 790 в рамках ИП	Грязинский р-н г. Грязи ул. Фрунзе
2021						Регулировка напряжения (понижение)	Липецкая обл г. Липецк ул. Ленина (Желтые Пески)
2021						Разделение фидера № 1, установке дополнительного коммутационного аппарата, для вывода нового фидера, путем деления фидера № 1, монтажу провода от РУ-0,4 кВ до опоры № 2	Грязинский р-н г. Грязи ул. Комарова
2021						Ревизия контактных соединений на ВЛ-0,4 кВ фидера № 2, перераспределению нагрузки, регулировке напряжения на выходе	Грязинский р-н г. Грязи ул. Набережная
2021						Перераспределение нагрузки, регулировке напряжения	Грязинский р-н г. Грязи ул. Игоря Горкаева
2021						Регулировка напряжения (понижение)	Грязинский р-н г. Грязи ул. Орджоникидзе
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	г. Грязи ул. Толбухина
2021						Замена провода в пролете опор № 9- № 12, опилочка поросли и ревизия контактных соединений на ВЛ-0,4 кВ фидер № 4	Грязинский р-н г. Грязи ул. Хлебозаводская
2021						Замена провода от опоры №4-4 к ВУ дома № 55/1	Липецкая обл г. Липецк ул. Ленина (Желтые Пески)
2021						Перераспределение нагрузки по фазам	Грязинский р-н г. Грязи ул. 5 Декабря



Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛ 0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)			(реконструкция / новое строительство (км)			
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство			
						фидера, регулировке напряжения	
2021						Запланирована замена опоры №1-4	Грязинский р-н г. Грязи ул. Комсомольская
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Грязинский р-н г. Грязи ул. Красная Площадь
2021						Ревизия контактных соединений в РУ-0,4кВ	г. Грязи ул. Правды
2021						Регулировка напряжения, перераспределению нагрузки	Грязинский р-н г. Грязи ул. Комсомольская
2021						Регулировка напряжения и перераспределению нагрузки	Грязинский р-н г. Грязи ул. Комсомольская
2021						Перераспределение нагрузки и регулировке напряжения	Грязинский р-н г. Грязи ул. Комсомольская
2021						Регулировка напряжения, ревизии контактных соединений	г. Грязи ул. Дальняя
2021						Строительство новой линии	Грязинский р-н г. Грязи ул. Олимпийская
2021						Регулировка напряжения на выходе питающей подстанции (понижение), ревизии контактных соединений	Грязинский р-н г. Грязи ул. Карьерная
2021						Частичная замена опор	Грязинский р-н г. Грязи ул. Крылова
2021						Замена опоры № 11	Грязинский р-н г. Грязи ул. Солнечная
2021						Разгрузка фидера № 4 ВЛ-0,4 кВ	Грязинский р-н г. Грязи ул. Правды
2021						Замена опоры ВЛ 0,4 кВ № 3-1 ф. 4 ТП 54Л/180 Заявитель информирован.	Грязинский р-н г. Грязи ул. Газовая
2021						Частичная замена опор	Грязинский р-н г. Грязи ул. Красная Площадь
2021						Перетяжка провода и установке доп. опоры	Липецкий р-н НС.Т.Металлург. -3 ул. 4 Опушка
2021						Капитальный ремонт ВЛ-0,4 кВ	Данковский р-н д. Александровка
2021						Замена опор и провода ВЛ 0,4кВ №2	Данковский р-н д. Брусы ул. Лесная

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛ 0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)			(реконструкция / новое строительство (км)			
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство			
2021						Замена опор и провода ВЛ 0,4кВ	Данковский р-н д Жуково
2021						Выправка опор, перетяжка провода, расчистка трассы на ВЛ-0,4 кВ от КТП №74. - Протяжка контактных соединений на ТП №74. - Выправка опор, перетяжка провода, расчистка трассы на ВЛ-0,4 кВ от КТП №333. - Капитальный ремонт КТП №333.	Добринский р-н с. Демшинка ул. Центральная
2021						Частичная замена опор	Добринский р-н п Добринка ул. Первомайская
2021						Ревизия контактных соединений	Добринский р-н д Андреевка ул. Заречная
2021						Заявитель информирован о включении мероприятий по ремонту КТП в план работ	Добринский р-н с. Большая Отрада ул. Ленинская
2021						Регулирование уровня напряжения	Добринский р-н с. Никольское ул. Полевая
2021						Монтаж ВЛ 0,4 кВ от ТП 505, замена ТП № 505, монтаж ВЛ 0,4 кВ от КТП № 578, замена ТП № 578, выправка опор, перетяжка провода, замена перекидок к домам, протяжка контактных соединений на ТП №568	Добринский р-н с. Дурово .
2021						Частичная замена провода	Добринский р-н ж/д с.т Хворостянка ул. Ленинская
2021						Перетяжка провода и ревизия контактных соединений ВЛ-0,4 кВ	Добринский р-н д. Наливкино (Демшинский с./с.) ул. Заречная
2021						Замена опор, провода	Добринский р-н п Георгиевка
2021						Заявитель информирован о включении корректирующих мероприятий на ВЛ-0,4 №2	Долгоруковский р-н с. Братовщина, ул. Железнодорожная, Интернациональная
2021						Перетяжка провода	Елецкий р-н п Соколье ул. Садовая
2021						Перераспределение нагрузки по фазам	Елецкий р-н г. Елец ул. Дядина

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)	Новое строительство		Реконструкция	Новое строительство (км)		
						фидера	
2021						Ревизия контактных соединений	Елецкий р-н г. Елец ул. Коммунаров
2021						Регулировка напряжения	Елецкий р-н г. Елец ул. Радиотехническая
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Елецкий р-н г. Елец ул. Тургенева
2021						Регулировка напряжения на выходе	Елецкий р-н г. Елец ул. Локомотивная
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Елецкий р-н г. Елец ул. Лавская
2021						Перераспределение нагрузок по фазам, переподключение потребителя	Елецкий р-н г. Елец ул. Пригородная
2021						Частичная замена опор	Елецкий р-н г. Елец ул. Яна Фабрицуса
2021						Перераспределение нагрузок по фазам	Елецкий р-н г. Елец п Известкового завода
2021						Частичная замена провода	Задонский р-н с. Уткино
2021						Замена линейного голого провода на СИП, замена ответвлений к жилым домам на СИП	Задонский р-н д Данышино
2021						Замена одноствоечной опоры № 11 и выправка опор № 5, № 4 ВЛ-0,4кВ фидер 1 от ТП №3-105	Задонский р-н д Ливенская ул. Труда
2021						Замена деревянной анкерной опоры ВЛ-0,4 кВ	Задонский р-н с. Гнилуша ул. Заречная
2021						Замена опоры № 65	Задонский р-н с. Донское ул. Пролетарская
2021						Замена дефектной опоры №34 с. перетяжкой провода в пролёте опор №34-36	Хлевенский р-н с. Новое Дубовое ул. Ериловка
2021						Замена дефектной опоры № 2	Хлевенский р-н с. Конь-Колодезь ул. Ленина
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера и регулировке напряжения на выходе	Хлевенский р-н д Подорное ул. Молодежная

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛ-0,4 кВ (реконструкция / новое строительство (км)		Ремонтные работы	
	Реконструкция	Новое строительство		Реконструкция	Новое строительство		
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство	
2021					Замена провода на провод большего сечения	Хлевуенский р-н с. Фомино-Негачевка ул. Политотдел	
2021					Капитальный ремонт ВЛ-0,4 кВ фидер № 2, фидер № 3 от ТП №180	Хлевуенский р-н с. Донская Негачевка ул. Лесная	
2021					по вырубке и обрезке крон деревьев в пролете опор № 11-1-11-4 в рамках ГО.	Хлевуенский р-н д Подгорное ул. Суворова	
2021					Перераспределение нагрузки	Хлевуенский р-н с. Манино	
2021					Замена опор	Лебедевский р-н д Медведево ул. Ветеранов	
2021					Реконструкция ЛЭП-10-0,4 кВ с. установкой дополнительной ТП	Лебедевский р-н г. Лебедев ул. 60 лет Октября	
2021					Реконструкция ЛЭП-10-0,4 кВ фидер 1, № 2 и ТП-10/0,4 кВ № 28, с. установкой дополнительной ТП-10/0,4 кВ	Лебедевский р-н г. Лебедев ул. 60 лет Октября	
2021					Замена провода на провод большего сечения и обеспечению полнофазного режима	Лебедевский р-н г. Лебедев ул. К.Маркса	
2021					Увеличение сечения провода на ВЛ-0,4кВ	Лебедевский р-н г. Лебедев ул. К.Маркса	
2021					Капитальный ремонт линии 0,4 кВ	Липецкий р-н с. Варваро-Борки ул. Питомник	
2021					Перераспределение нагрузки по фазам	Липецкий р-н с. Троицкое ул. Кутузова	
2021					Выправка опор ВЛ-0,4 кВ ф. 1 от ТП	Липецкий р-н с. Подгорное ул. Прогонная	
2021					Капитальный ремонт линии	Липецкий р-н с. Сенцово ул. Пролетарская	
2021					Капитальный ремонт ВЛ-0,4 кВ фидер № 1 с. заменой опор и провода на С.ИП	Липецкий р-н д Кузьминка ул. С.оветская	
2021					Замена опоры в план работ	Липецкий р-н с. Никольское (Введенский с./с.) пер. Банных	
2021					Опилковка ВЛ 0,4 кВ фидер №1 от ТП №121	Липецкий р-н с. Большая Кузьминка ул. Школьная	
2021					Замена опоры № 5-8 ВЛ 0,4 кВ ф. 1 от ТП	Липецкий р-н с. Подгорное ул. Заводская 2-я	

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛ-0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)			(реконструкция / новое строительство (км)			
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство			
					197		
2021					Замена трансформатора	Липецкий р-н с. Косыревка ул. Лесная	
2021					Замена опоры	Липецкий р-н с. Варваро-Борки ул. Садовая	
2021					Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Липецкий р-н с. Косыревка ул. Сельская	
2021					Опиловка на ВЛ-0,4 кВ фидер № 1 от ТП № 579 в пролетах опор № 9 - 9-1	Липецкий р-н д Бруслановка ул. Новая	
2021					Запланирован капитальный ремонт ВЛ-0,4кВ ф. 1 от ТП 665	Липецкий р-н с. Боринское ул. Гоголя	
2021					Капитальный ремонт ВЛ-0,4 кВ ф. 1 от ТП 813	Липецкий р-н с. Боринское ул. Чапаева	
2021					Перераспределение нагрузки	Липецкий р-н д Полова-Ляда ул. Луговая	
2021					Выправка опоры	Липецкий р-н с. Частая Дубрава ул. 1 Сотня	
2021					Капитальный ремонт ВЛ 0,4 кВ ф. 1 от ТП 172	Липецкий р-н с. Товаро-Никольское ул. Грачевская	
2021					Перераспределение нагрузки по фазам фидера на ВЛ-0,4 кВ	Липецкий р-н д Новая Деревня ул. Лесная	
2021					Замена опоры	Липецкий р-н с. Никольское (Стебаевский с./с.) ул. Полевая	
2021					Замена поврежденной опоры	Липецкий р-н с. Варваро-Борки ул. Садовая	
2021					Замена траверс и изоляторов на опорах ВЛ	Липецкий р-н с. Новодмитриевка ул. Ленина	
2021					Запланирован кап. ремонт ВЛ-0,4кВ ф. 1 от ТП 665	Липецкий р-н с. Боринское ул. Гоголя	
2021					Выправка опоры № 1-1 и перетяжка провода в пролетах опор № 2 - 1-1 ВЛ-0,4 кВ фидер №1 от ТП № 720.	Липецкий р-н Северный рудник	
2021					Реконструкция ВЛ-0,4 кВ фидер № 2,	Становлянский р-н д Александровка ул. Трещёва	

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛ-0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)	Новое строительство		Реконструкция / новое строительство (км)	Новое строительство		
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство			
						замена существующей подстанции, монтажу ВЛЗ-10 кВ	
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера	Краснинский р-н д Переверзево
2021						Установка дополнительной подстанции	Тербунский р-н д Никольское ул. Центральная
2021						Монтаж новой линии ВЛ-10-0,4 кВ и реконструкции КТП № Т-190	Тербунский р-н с. Бурдино ул. Кулига
2021						Замена провода на провод большего сечения, ревизии контактных соединений	Воловский р-н д Воронцовка ул. Садовая
2021						Ревизия контактных соединений	Усманский р-н с. Сторожевские Хутора ул. Реčná
2021						Перераспределение нагрузки, регулировка напряжения на выходе	Усманский р-н с. Октябрьское ул. Московская
2021						Проект №16-003.07-РЭС. - Реконструкция ЛЭП-10кВ, ЛЭП-0,4кВ от ТП 10/0,4кВ №100 и установка дополнительной ТП-10/0,4кВ (ТЗ №151047)	Усманский р-н с. Красное ул. Корневой
2021						Строительство ВЛ-0,4 кВ	Усманский р-н с. Красное ул. Корневой
2021						Замена провода на провод большего сечения	Усманский р-н с. Никольское ул. Гагарина
2021						Монтаж новой линии и установке дополнительной ТП	Усманский р-н с. Никольское ул. Советская
2021						Разгрузка фидера № 1 на два	Усманский р-н с. Никольское ул. Энгельса
2021						Замена провода на провод большего сечения	Усманский р-н с. Никольское ул. Космонавтов
2021						Перераспределение нагрузки	Усманский р-н с. Завальное пер Кутузова
2021						Замена провода и ревизии контактных соединений	Усманский р-н с. Октябрьское ул. 9 Января

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)			(реконструкция / новое строительство (км)			
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство			
2021						Замена опор, замена существующего провода на СИП	Усманский р-н ж/д_с т Дряг и ул. Луговая
2021						Регулировка напряжения на выходе	Усманский р-н д Красный Кудояр ул. Садовая
2021						Замена силового трансформатора КТП 445/160 кВА. Замена опор и провода на ВЛ 0,4 кВ от КТП 60/160, 69/160, 279/250 кВА, 445/160 кВА Замена опор и провода от КТП 142/250 кВА, 156/63, 149/100 кВА, 142/250 кВА, 158/160 кВА, 155/63 кВА	Усманский р-н с. Девица ул. Советская
2021						Замена провода	Усманский р-н с. Нижняя Мосоловка ул. Титова
2021						Замена опор и провода на ВЛ-0,4 кВ от КТП 39/250 кВА. Замена опор и провода на ВЛ-0,4 кВ от КТП 90/160 кВА	Усманский р-н с. Куриловка
2021						Монтаж новой линии и установке дополнительной ТП	Усманский р-н с. Никольское ул. Советская
2021						Заявитель информирован о включении мероприятий по распределению нагрузок	Усманский р-н с. Пластинки ул. Снежковская
2021						Запланирована замена опоры №4/1 ВЛ-0,4кВ №2 КТП-62/160кВА	Усманский р-н с. Никольское ул. Молодежная
2021						Замена деревянных опор и замена провода на изолированный линии 0,4 кВ	Усманский р-н д Красный Кудояр ул. Садовая
2021						Капитальный ремонт ВЛ 0,4 кВ Л1, Л2, Л3 от КТП 041, Л1, Л2, Л3, Л4 от КТП 042	Усманский р-н с. Стрелецкие Хутора ул. Усманский р-н с. Стрелецкие Хутора ул. Космодемьянская,
2021						Замена опор и провода ВЛ-0,4 кВ	Усманский р-н с. Стрелецкие Хутора ул. Заводского
2021						Демонтаж опоры	Усманский р-н г. Усмань ул. Пролетарская
2021						Перераспределение нагрузки	Усманский р-н г. Усмань ул. Маяковского
2021						Перераспределение нагрузки	Усманский р-н г. Усмань ул. К.Маркса

Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии						Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛ 0,4 кВ		Ремонтные работы	
	Реконструкция/новое строительство (км)	Новое строительство		Реконструкция/новое строительство (км)	Новое строительство (км)		
	Реконструкция	Новое строительство		Реконструкция	Новое строительство		
2021						Монтаж новой линии, установке дополнительной ТП, переводу части ВЛ-0,4 кВ на новую ТП	Усманский р-н г. Усмань ул. Грибоедова
2021						Замена опор и провода на ВЛ-0,4 кВ от КТП 42/100 кВА. Замена опор и провода на ВЛ-0,4 кВ от КТП 41/160 кВА	Усманский р-н г. Усмань ул. Первомайская
2021						Замена жб опоры № 5 ВЛ-0,4 кВ ф. № 3 от ТП 713	Усманский р-н г. Усмань пер Удачный
2021						Перераспределение нагрузки	Чапыгинский р-н д Садовая ул. Зеленая
2021						Перераспределение нагрузки по фазам фидера. Замена ЛЭП.	Чапыгинский р-н с. Демкино ул. Погореловка
2021						Замена двух дефектных опор.	Чапыгинский р-н с. Кривополянье ул. 10 Пятилетки
2021						Перераспределение нагрузки по фазам	Добровский р-н с. Горицы ул. Центральная
2021						Замена опоры № 4/1	Добровский р-н с. Каликино ул. Павлова
2021						Ремонт опоры № 13 ВЛ-0,4кВ ф. 1 ТП 1Л сети ЛОКК.	Добровский р-н с. Доброе ул. Сенная
2022	9,435	2,167	18	20,03	4,176		Добринский район: д. Коновка, д. Слава, с.т. Хворостянка, Хлевенский район: с. Новое Дубовое, с. Воробьевка, Грязинский р-он: с. Двуречки, с. Казинка, с. Княжая Байгора; Усманский р-он: с. Никольское, Чапыгинский р-он: с. Кривополянье; Долгоруковский р-он: д. Щербачевка; Лебедянский р-он: г. Лебедянь



Год проведения мероприятий	Устранение ненормативных показателей качества электроэнергии							Населенные пункты
	ВЛ 10 кВ		ТП 6/10/0,4 кВ, шт.	ВЛН-0,4 кВ		Ремонтные работы		
	Реконструкция/новое строительство (км)			(реконструкция / новое строительство (км)				
	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство	Реконструкция	Новое строительство		
2023	0	0	20	28,646	4,096		Воловский р-н: с. Волово, д. Воловчик; Тербунский р-н: с. Вторые Тербуны, д. Орловка, с. Вислая Поляна, с. Бурдино, Добровский р-н: с. Большой Хомулец, с. Замартынье; Чаплыгинский р-н: г. Чаплыгин, с. Колыбельское	
2024	0	0	10	29,858	1,43		г. Липецк (Желтые Пески); Грязинский р-н: г. Грязи, Задонский р-н: с. Бутырки	
2025	0	0	9	26,337	0,214		Грязинский р-н: с. Верхний Телелой, с. Сопки, с. Яруково, п. Свх. Песковатский, д. Зейделевка, с. Головщино, с. Фашевка	

#### **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.

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 98%.

Информация об установленной тепловой мощности производственных подразделений ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» на 2020 год представлена таблице 78.

Таблица 78 – Установленная тепловая мощность источников тепловой энергии ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» на 2020 год, Гкал/ч

Объект	2020
Производственное подразделение «Липецкая ТЭЦ-2»	353,1
Производственное подразделение «Елецкая ТЭЦ»	150,2
Производственное подразделение «Северо-Восточные тепловые сети»	134,8
Система централизованного теплоснабжения г. Липецк	2309,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>2947,1</b>

Динамика изменения установленной тепловой мощности с выделением крупных источников тепловой генерации Липецкой области представлены таблице 79 и на рисунке 29.

Таблица 79 – Динамика изменения тепловой мощности источников тепловой энергии Липецкой области за 2016–2020 гг., Гкал/ч

Объект	2016	2017	2018	2019	2020
Липецкая ТЭЦ-2	1002,0	1002,0	1002,0	1002,0	1002,0
Елецкая ТЭЦ	217,6	217,6	217,6	217,6	217,6
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	69,6
Данковская ТЭЦ	152,0	152,0	152,0	152,0	128,8
Котельные г. Липецк, в т.ч.	1187,0	1187,0	1187,0	1187,0	1307,0
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	500,0	620,0
Прочие котельные Липецкой области	442,7	421,0	421,1	294,2	291,6
<b>ВСЕГО</b>	<b>3001,3</b>	<b>2979,6</b>	<b>2979,7</b>	<b>2852,8</b>	<b>2947,1</b>

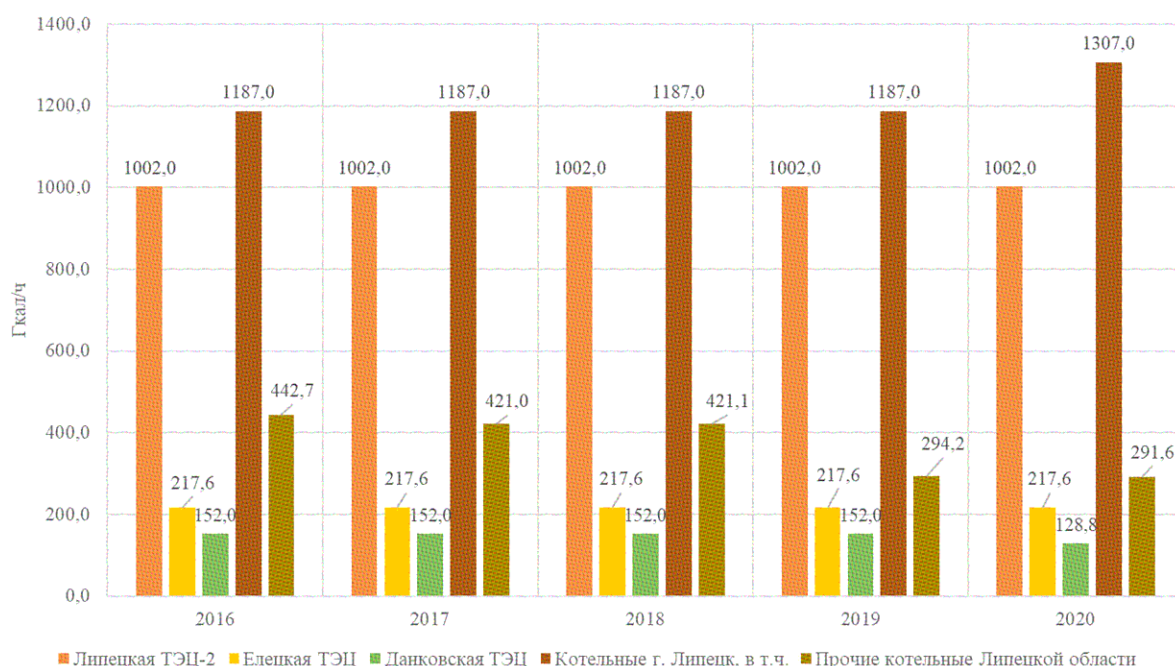


Рисунок 29 – Динамика изменения тепловой мощности источников тепловой энергии Липецкой области за 2016–2020 гг.

В таблице 80 представлена информация о структуре отпуска тепловой энергии на 2020 год в разбивке по основным группам потребителей.

Таблица 80 – Отпуск тепловой энергии потребителям Липецкой области на 2020 год, тыс. Гкал

Наименование	2020
Промышленные предприятия и прочие потребители	2839,6
Население	1144,3
Бюджетные организации	254,3
<b>ВСЕГО</b>	<b>4238,2</b>
то же в %	
Технологические нужды промышленных предприятий	67%
Население	27%
Бюджетные организации	6%

Динамика изменения и структура отпуска тепловой энергии в разбивке по источникам теплоснабжения Липецкой области представлены таблице 81 и на рисунке 30.

Таблица 81 – Отпуск тепловой энергии потребителям Липецкой области за 2016–2020 гг. в разбивке по источникам теплоснабжения, тыс. Гкал

Объект	2016	2017	2018	2019	2020
Липецкая ТЭЦ-2	1543,5	1438,0	1563,3	1427,8	1451,2
Елецкая ТЭЦ	493,9	346,3	263,8	243,2	233,1
Данковская ТЭЦ	155,9	149,1	133,7	118,4	113,0
Энергетический комплекс, г. Грязи	59,9	54,2	59,9	56,0	50,5
Котельные Липецкой области	2914,9	2571,1	2614,0	2387,3	2390,4
<b>ВСЕГО</b>	<b>5168,1</b>	<b>4558,7</b>	<b>4634,7</b>	<b>4232,7</b>	<b>4238,2</b>

\*в силу отсутствия данных за 2016-2019 гг. информация по отпуску тепловой энергии котельными Липецкой области определена расчетным путем.

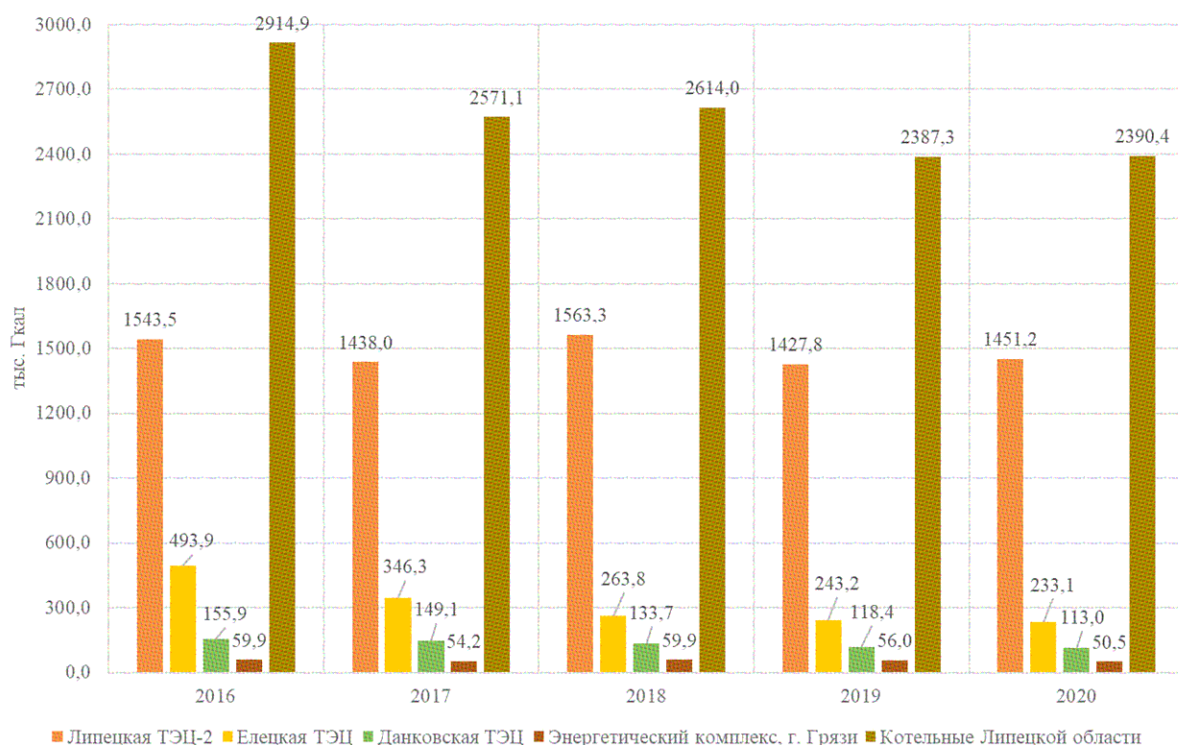


Рисунок 30 – Отпуск тепловой энергии потребителям Липецкой области за 2016–2020 гг. в разбивке по источникам теплоснабжения

Необходимо отметить, что более 50% отпуска тепловой энергии приходится на котельные, порядка 30% – приходится на крупнейшую ТЭЦ региона – Липецкую ТЭЦ-2.

## 5.2 Прогноз ограничений мощности ТЭС на территории Липецкой области до 2026 года

Информация по располагаемой электрической мощности ТЭС Липецкой области в зависимости от сезонности представлены в таблице 82.

Таблица 82 – Располагаемая электрическая мощность ТЭЦ Липецкой области на 2020 год

Объект	Год ввода в эксплуатацию	Установленная электрическая мощность, МВт	Располагаемая электрическая мощность, МВт	
			Осенне-зимний период	Период экстремально высоких температур
Липецкая ТЭЦ-2	1978-1990	515,00	515,00	512,37
Елецкая ТЭЦ (ТГ-4)	1966	5,00	5,00	1,50
Елецкая ТЭЦ (ПГУ-52)	2009	52,00	52,00	50,40
Данковская ТЭЦ	1961-1963	9,00	5,80	0,45
Энергетический комплекс 40 МВт (г. Грязи, ул.М.Расковой 33)	2011	0,83	0,35	0,00

Прогноз ограничений электрической мощности ТЭС ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» на период 2022-2026 гг. представлен в таблице 83.

Таблица 83 – Ограничения электрической мощности ТЭС Липецкой области на 2022-2026 гг., МВт

№	Наименование	2022	2023	2024	2025	2026
1.	Ограничения установленной мощности ЛТЭЦ-2, на конец года – всего, в т.ч.	5,409	5,409	5,394	5,409	5,409
1.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0
1.2.	Временные ограничения, в т.ч.	5,409	5,409	5,394	5,409	5,409
1.2.1.	длительного действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0
1.2.2.	сезонного действия, в т.ч. по видам	5,409	5,409	5,394	5,409	5,409
	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типа «Т», «П», «ПТ», «Р»	5,409	5,409	5,394	5,409	5,409
	Недостаточное количество градиент по проекту	0	0	0	0	0
1.2.3.	апериодического действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0
2.	Ограничения установленной мощности ЕТЭЦ, на конец года – всего, в т.ч.	3,269	3,269	3,267	3,269	3,269
2.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0
2.2.	Временные ограничения, в т.ч.	3,269	3,269	3,267	3,269	3,269
	длительного действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0
	сезонного действия, в т.ч. по видам	3,269	3,269	3,267	3,269	3,269
2.2.2.	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типа «Т», «П», «ПТ», «Р»	2,949	2,949	2,948	2,949	2,949
	Ограничения мощности ГТУ по температуре наружного воздуха	0,320	0,320	0,319	0,32	0,32
	апериодического действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0
3.	Ограничения установленной мощности ДТЭЦ, на конец года – всего, в т.ч.	5,926	5,926	5,923	5,926	5,926
3.1.	Технические ограничения, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0
3.2.	Временные ограничения, в т.ч.	5,926	5,926	5,923	5,926	5,926
	длительного действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0
	сезонного действия, в т.ч. по видам	5,926	5,926	5,923	5,926	5,926
3.2.2.	Отсутствие или недостаток тепловых нагрузок турбин типа «Т», «П», «ПТ», «Р»	5,926	5,926	5,923	5,926	5,926
	апериодического действия, в т.ч. по видам	0	0	0	0	0

### 5.3 Прогноз потребления тепловой энергии в Липецкой области до 2026 года

Данные о перспективном потреблении тепловой энергии в Липецкой области на период до 2026 года представлены в таблице 84 и на рисунке 31. Предполагается, что структура потребления не претерпит сильных изменений.

Таблица 84 – Потребление тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Липецкой области до 2026 года, тыс. Гкал

Объект	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Липецкая ТЭЦ-2	1452,4	1452,4	1452,4	1452,4	1452,4	1452,4
Елецкая ТЭЦ	247,5	247,5	247,5	247,5	247,5	247,5
Данковская ТЭЦ	123,1	123,6	123,6	123,6	123,6	123,6
Энергетический комплекс, г. Грязи	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
Котельные Липецкой области	2300,9	2300,9	2300,9	2390,4	2300,9	2300,9
<b>ВСЕГО</b>	<b>4179,9</b>	<b>4180,4</b>	<b>4180,4</b>	<b>4269,9</b>	<b>4180,4</b>	<b>4180,4</b>

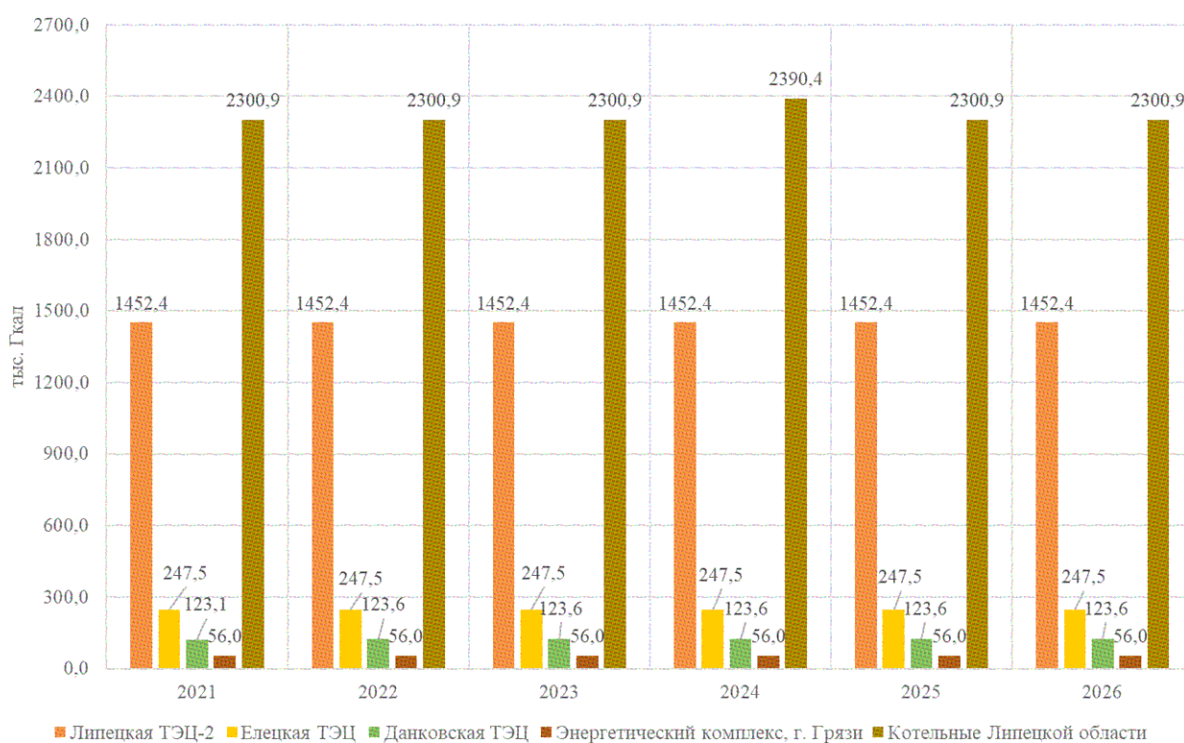


Рисунок 31 – Потребление тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Липецкой области до 2026 года

### 5.4 Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний Липецкой области в топливе до 2026 года

В таблице 85 и на рисунке 32 приведена динамика и структура совокупного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2016–2020 гг. в разбивке по видам топлива.

Таблица 85 – Динамика и структура совокупного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2016–2020 гг., тыс.т.у.т.

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020
--------------	------	------	------	------	------

Наименование	2016	2017	2018	2019	2020
Природный газ	1 079,7	1 036,6	1 009,1	919,7	874,8
Доменный газ	66,8	33,7	28,9	16,6	25,2
Мазут	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Дизельное топливо	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>1 146,6</b>	<b>1 070,4</b>	<b>1 038,1</b>	<b>936,4</b>	<b>900,0</b>
То же в %					
Природный газ	94,2%	96,8%	97,2%	98,2%	97,2%
Доменный газ	5,8%	3,2%	2,8%	1,8%	2,8%
Мазут	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Дизельное топливо	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

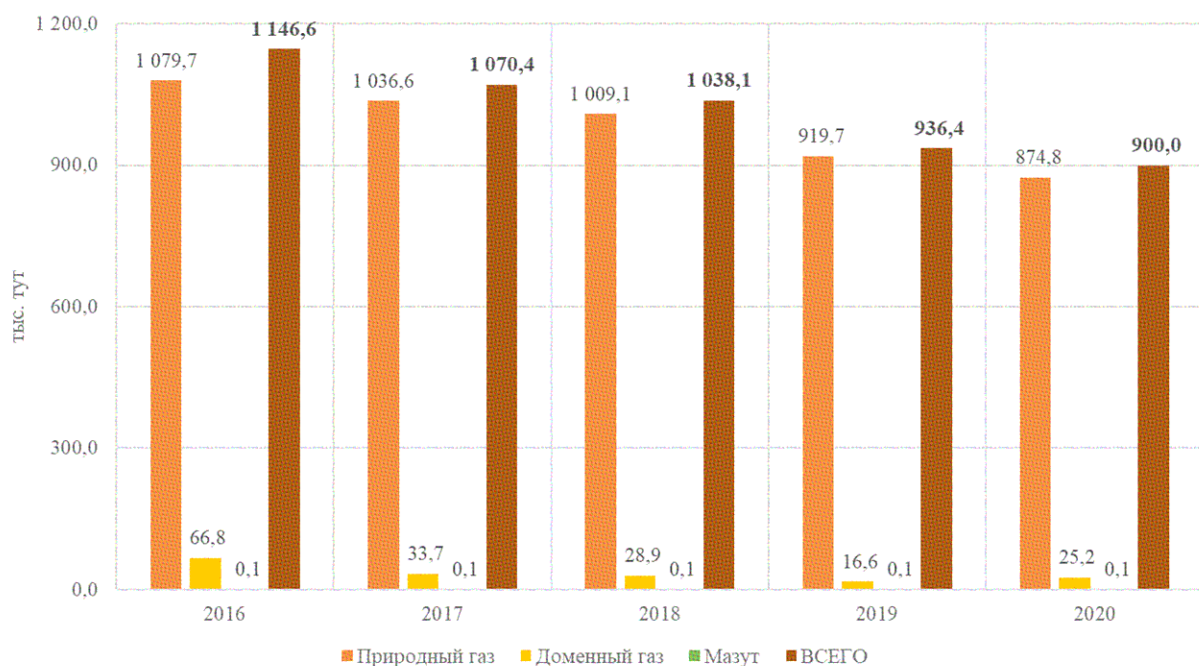


Рисунок 32 – Динамика и структура совокупного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2016–2020 гг.

В таблице 86 представлены данные по потреблению топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2016–2020 гг. в разбивке по типу источников тепловой генерации.

Таблица 86 – Потребление топлива источниками тепловой энергии Липецкой области за 2016–2020 гг. в разбивке по типу источников, тыс. т.у.т.

Объект	2016	2017	2018	2019	2020
ТЭЦ	693,9	641,0	599,9	539,8	531,0
Котельные	452,7	429,4	438,2	396,6	369,0
<b>ВСЕГО</b>	<b>1146,6</b>	<b>1070,4</b>	<b>1038,1</b>	<b>936,4</b>	<b>900,0</b>
То же в %					
ТЭЦ	60,5%	59,9%	57,8%	57,6%	59,0%
Котельные	39,5%	40,1%	42,2%	42,4%	41,0%



В таблице 87 представлены данные по перспективному потреблению топлива источниками тепловой энергии Липецкой области до 2026 года в разбивке по видам топлива.

Таблица 87 – Динамика и структура перспективного потребления топлива источниками тепловой энергии Липецкой области до 2026 года, тыс. т.у.т.

Объект	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Природный газ	985,0	983,2	980,4	980,4	980,4	980,4
Доменный газ	0,0	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
<b>ВСЕГО</b>	<b>985,1</b>	<b>983,3</b>	<b>980,5</b>	<b>980,5</b>	<b>980,5</b>	<b>980,5</b>
То же в %						
Природный газ	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Доменный газ	0,0%	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%

Можно заметить, что на перспективу структура потребления топлива предполагает включение в себя только потребление природного газа.

В таблице 88 представлены данные по перспективному потреблению топлива источниками тепловой энергии Липецкой области до 2026 года в разбивке по типу источников тепловой генерации.

Таблица 88 – Потребление топлива источниками тепловой энергии Липецкой области до 2026 года в разбивке по типу источников, тыс. т.у.т.

Объект	2021	2022	2023	2024	2025	2026
ТЭЦ	582,7	579,5	580,1	580,1	580,1	580,1
Котельные	402,4	403,8	400,4	400,4	400,4	400,4
<b>ВСЕГО</b>	<b>985,1</b>	<b>983,3</b>	<b>980,5</b>	<b>980,5</b>	<b>980,5</b>	<b>980,5</b>
То же в %						
ТЭЦ	59,2%	58,9%	59,2%	59,2%	59,2%	59,2%
Котельные	40,8%	41,1%	40,8%	40,8%	40,8%	40,8%

### 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 2020 год (горизонт инвестиционной программы – до 2023 года) в таблице 89.

Таблица 89 – Основные мероприятия по развитию теплосетевого хозяйства ПАО «Квадра» – «Липецкая генерация» до 2023 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	2022	2023

№	Наименование	Год начала	Год окончания
	2-28-3 и ТК 1-6 (ЛТС)		
3	Реконструкция теплосети по ул. Юбилейная от ТК 2-20-3 до ТК 2-26-4 (ТС ЕТЭЦ)	2022	2023
4	Реконструкция теплосети от ТК 2 – 19 до ТК 2-22 по ул. Костенко (ТС ЕТЭЦ)	2021	2022
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)	2021	2022
7	Техпереворужение участка тепловой сети на микрорайон №1 от опуска в землю на территории ПШ ДТЭЦ до УТ1-7 ул. Мичурина 2Ø530 мм, L=0.753 км (ТС ДТЭЦ)	2021	2023
8	Техпереворужение трубопровода теплосети на микрорайон №2 от УТ2-4-14 до УТ2-4-15 парк Победы (ТС ДТЭЦ)	2021	2022
9	Техпереворужение тепловых сетей с восстановлением тепловой изоляции (ЛТС)	2020	2023
10	Замена тепловой изоляции на трубопроводах тепломагистралей № 2 ПШ ЕТЭЦ	2022	2023
11	Тех.переворужение теплосети по ул. М. Расковой от ТК2-34 до ТК 2-36 (ЛТС)	2021	2022
12	Техническое перевооружение тепловой магистрали на пл. Победы от ТК 5-44 до ТК 5-47	2021	2022
13	Техническое перевооружение тепловой магистрали по ул. Меркулова, Папина, Водопьянова от ТК 4-79 до ТК 4-79-1 и от ТК 4-44 до ТК 4-44-1	2021	2022
14	Техническое перевооружение тепловой сети по ул. Звездная от ТК 3-24 до ТК 3-24-3	2021	2022
15	Техническое перевооружение теплотрассы от ТК6-5 до ТК6-7 по ул.Катукова (ЛТС)	2021	2023
16	Техническое перевооружение тепломагистрали по ул. Неделина от ТК 5-36 до ТК 5 – 40а (ЛТС)	2021	2022
17	Техническое перевооружение теплотрасс с выносом из-под домов: по ул. Островского, 4 ввод от ТК 2-62-4; по пр-т Мира, 25 ввод от ТК 2-44 – 15; по пр-т Мира, 15 ввод от ТК 2 – 45; по пр-т Мира, 11 ввод от ТК 2 – 75; по пр-т Мира, 3 между ТК 2-17-21 и ТК 2-17-23 (ЛТС)	2020	2022
18	Техническое перевооружение тепломагистрали №4 по ул. Московская от ТК 4-24 до ТК 4-30, (ЛТС)	2022	2023
19	Техническое перевооружение тепломагистрали по ул.Гагарина – Космонавтов от тк 2-26 до тк 1-74, (ЛТС)	2022	2023
20	Техническое перевооружение тепломагистрали №5 по ул.Неделина – Циолковского от ТК 5-40а до ТК 1 – 63 (ЛТС)	2022	2023
21	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

№	Наименование	Год начала	Год окончания
22	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 Гипрометз» (ЛТС)	2022	2023
23	Техническое перевооружение тепломагистрали по ул. К. Маркса от ТК 3-8-5 до ТК 3-8-7 (ЛТС)	2022	2023
24	Техпереворужение тепловых сетей в 16 микр. Ду 530 мм от ТК5-41-3 до ТК5-41-9	2021	2022

## **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 2020 по 2024 годы на сетях Липецкэнерго планируется создание «цифровой» подстанции с применением оборудования РЗА и ТЛМ, поддерживающего стандарт МЭК 61850, с организацией станционной шины и шины процесса. В качестве пилотного проекта выбрана реконструируемая ПС 110/35/10 кВ Лебедянь.

Реконструкция ПС 110 кВ Лебедянь 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 ССПИ и РЗА одного информационного стандарта МЭК 61850 и унифицированного ПО, 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 ПО;
- обеспечение функциональной совместимости и взаимозаменяемости оборудования различных производителей за счет стандартизации протоколов передачи данных и жестких требований по совместимости оборудования.

На рисунке 33 изображена структурная схема передачи данных между подстанцией, ЦУС Липецкэнерго и Липецким РДУ.

Переход к «цифровой» сети невозможен без создания каналов связи между подстанциями и диспетчерскими пунктами. Передача информации осуществляется по волоконно-оптическим линиям связи. В таблице 90 указаны мероприятия по модернизации ВЛ с подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи, необходимые для осуществления в рассматриваемый СипР период.



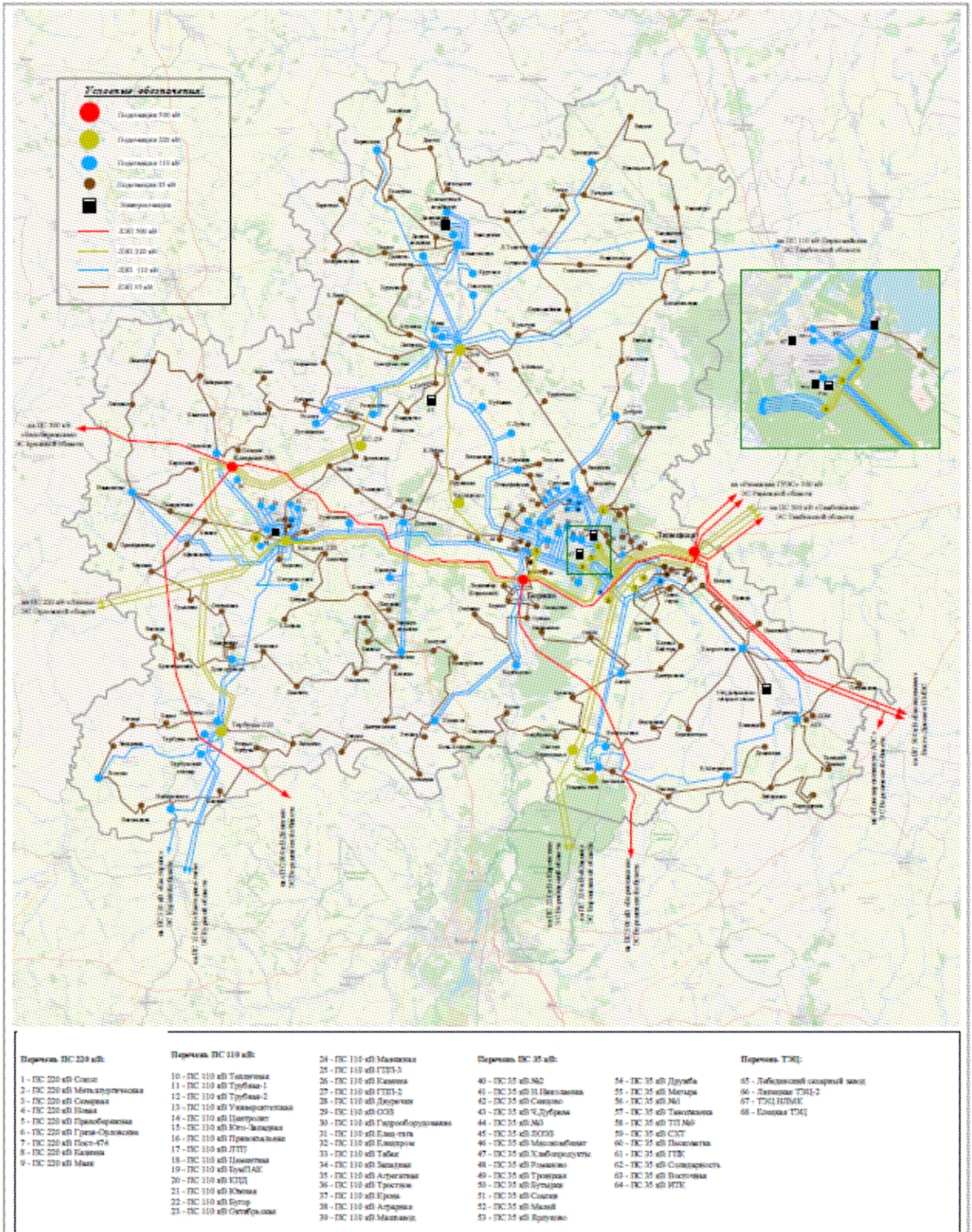
**Таблица 90 – Мероприятия по модернизации ВЛ с подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи**

<b>Объект</b>	<b>Основание для реализации</b>	<b>Планируемые сроки реализации</b>	<b>Основные технические решения по цифровизации</b>	<b>Достижимый эффект (изменение показателей надежности)</b>
ВЛ 110 кВ на уч. ПС 110 кВ Гидрооборудование – ПС 110 кВ Аксай – ПС 110 кВ Никольская – ПС 110кВ Усмань – РДП Усманского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на уч. ПС 110 кВ Гидрооборудование – ПС 110 кВ Аксай – ПС 110 кВ Никольская – ПС 110 кВ Усмань – РДП Усманского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке РДП Лебедянского РЭС – ПС 110 кВ Рождество – ПС 110 кВ Россия – ПС 110 кВ Лутошкино – РДП Краснинского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке РДП Лебедянского РЭС – ПС 110 кВ Рождество – ПС 110 кВ Россия – ПС 110 кВ Лутошкино – РДП Краснинского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка – ПС 110 кВ Доброе – РДП Добровского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Ситовка – ПС 110 кВ Доброе – РДП Добровского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Донская – ПС 110 кВ Кашары – ПС 110 кВ Гороховская – РДП Задонского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 110 кВ Донская – ПС 110 кВ Кашары – ПС 110 кВ Гороховская – РДП Задонского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая – ПС 110 кВ Измалково – РДП Измалковского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая – ПС 110 кВ Измалково – РДП Измалковского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС
ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая – ПС 110 кВ Становое – ПС 35 кВ Плоское – РДП Становлянского РЭС	Программа развития АСТУ	2021	Модернизация ВЛ 110 кВ на участке ПС 220 кВ Елецкая – ПС 110 кВ Становое – ПС 35 кВ Плоское – РДП Становлянского РЭС совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)	Повышение наблюдаемости ПС

Объект	Основание для реализации	Планируемые сроки реализации	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
<p>ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Цементная – ПС 35 кВ Водозабор – ПС 220 кВ Сокол – ПС 35 кВ Бутырки – ПС 35 кВ Малей – ПС 35 кВ Ярлуково – ПС 110 кВ Казинка – ПС 35 кВ Таволжанка – ПС 35 кВ Грязи жд – ПС 35 кВ Пост 474 – ПС 110 кВ Гидрооборудование</p>	<p>Программа развития АСТУ</p>	<p>2023</p>	<p>Модернизация ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Цементная – ПС 35 кВ Водозабор – ПС 220 кВ Сокол – ПС 35 кВ Бутырки – ПС 35 кВ Малей – ПС 35 кВ Ярлуково – ПС 110 кВ Казинка – ПС 35 кВ Таволжанка – ПС 35 кВ Грязи жд – ПС 35 кВ Пост 474 – ПС 110 кВ Гидрооборудование совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)</p>	<p>Повышение наблюдаемости ПС</p>
<p>ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Доброе – ПС 35 кВ Каликино – ПС 35 кВ Ратчино – ПС 35 кВ Колыбельская – ПС 110 кВ Компрессорная</p>	<p>Программа развития АСТУ</p>	<p>2023</p>	<p>Модернизация ВЛ 35 кВ на участке: ПС 110 кВ Доброе – ПС 35 кВ Каликино – ПС 35 кВ Ратчино – ПС 35 кВ Колыбельская – ПС 110 кВ Компрессорная совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи (Программа АСТУ)</p>	<p>Повышение наблюдаемости ПС</p>

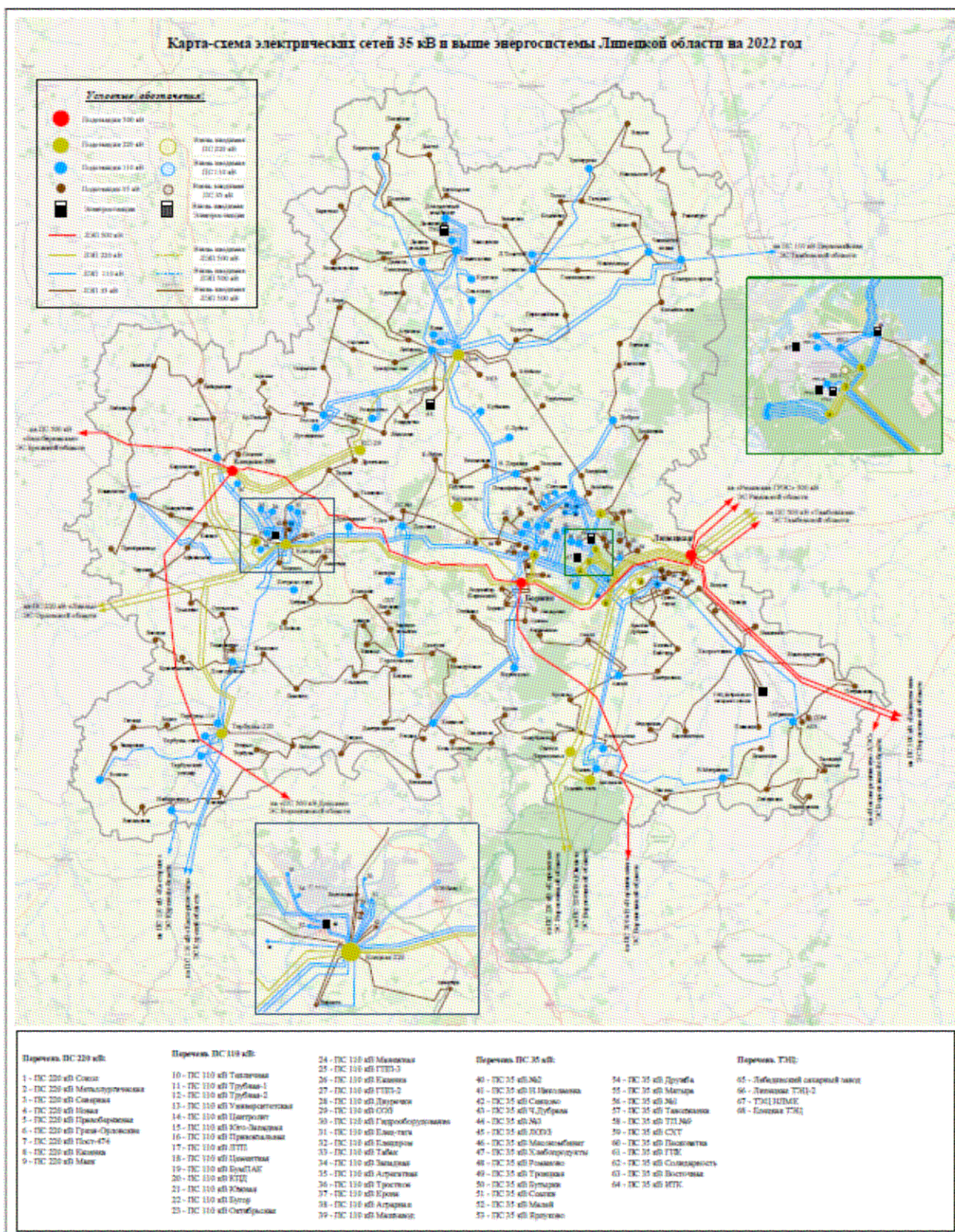


Приложение А  
 Карта-схема электрических сетей 35 кВ, 110 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на 2021 год

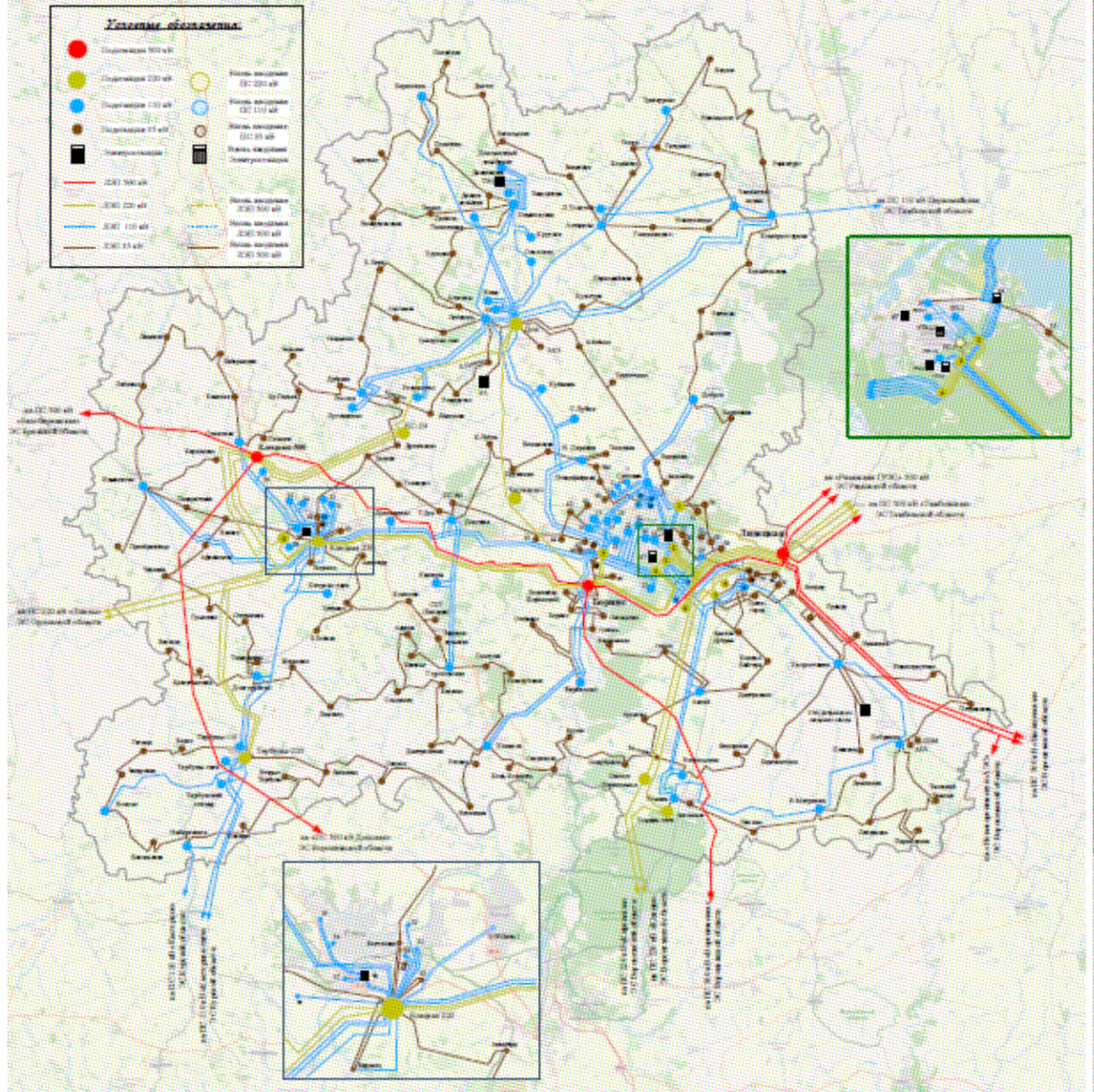


Приложение Б

Карты-схемы электрических сетей напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше на пятилетнюю перспективу  
Базовый вариант развития



### Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на 2023 год



Перечень ЛЭП 220 кВ:	Перечень ЛЭП 110 кВ:	Перечень ЛЭП 35 кВ:	Перечень ТЭС:
1 - ЛЭП 220 кВ Соски	10 - ЛЭП 110 кВ Тельманов	24 - ЛЭП 35 кВ Мокшана	54 - ТЭС 35 кВ Дрозды
2 - ЛЭП 220 кВ Мельничковская	11 - ЛЭП 110 кВ Трубиана-1	25 - ЛЭП 35 кВ ГТЭС-3	55 - ТЭС 35 кВ Мельча
3 - ЛЭП 220 кВ Сиверская	12 - ЛЭП 110 кВ Трубиана-2	26 - ЛЭП 35 кВ ГТЭС-2	56 - ТЭС 35 кВ Мель
4 - ЛЭП 220 кВ Новая	13 - ЛЭП 110 кВ Уваровская	27 - ЛЭП 35 кВ Дуровский	57 - ТЭС 35 кВ Таволжская
5 - ЛЭП 220 кВ Правобережная	14 - ЛЭП 110 кВ Петровск	28 - ЛЭП 35 кВ ООС	58 - ТЭС 35 кВ ТТЛМ
6 - ЛЭП 220 кВ Грива-Соловьев	15 - ЛЭП 110 кВ Юно-Западный	29 - ЛЭП 35 кВ Газдобродовская	59 - ТЭС 35 кВ СНТ
7 - ЛЭП 220 кВ Пост-474	16 - ЛЭП 110 кВ Приземельная	30 - ЛЭП 35 кВ Козьмодемьян	60 - ТЭС 35 кВ Пасаданка
8 - ЛЭП 220 кВ Каленки	17 - ЛЭП 110 кВ ЛТД	31 - ЛЭП 35 кВ Козьмодемьян	61 - ТЭС 35 кВ ГТЭС
9 - ЛЭП 220 кВ Майя	18 - ЛЭП 110 кВ Цыганская	32 - ЛЭП 35 кВ Казаров	62 - ТЭС 35 кВ Солдатовская
	19 - ЛЭП 110 кВ ГумПАС	33 - ЛЭП 35 кВ Табы	63 - ТЭС 35 кВ Писотинская
	20 - ЛЭП 110 кВ КТД	34 - ЛЭП 35 кВ Западная	64 - ТЭС 35 кВ МТК
	21 - ЛЭП 110 кВ Явонка	35 - ЛЭП 35 кВ Артемьев	
	22 - ЛЭП 110 кВ Буряк	36 - ЛЭП 35 кВ Троицкий	
	23 - ЛЭП 110 кВ Сельбродская	37 - ЛЭП 35 кВ Крива	
		38 - ЛЭП 35 кВ Афанасов	
		39 - ЛЭП 35 кВ Михайлов	
		40 - ТЭС 35 кВ МЛ	
		41 - ТЭС 35 кВ И.Винославский	
		42 - ТЭС 35 кВ Сиверский	
		43 - ТЭС 35 кВ Ч.Дубровка	
		44 - ТЭС 35 кВ МЛ	
		45 - ТЭС 35 кВ ЛОС	
		46 - ТЭС 35 кВ Мокшанская	
		47 - ТЭС 35 кВ Х.Александровский	
		48 - ТЭС 35 кВ Рязанский	
		49 - ТЭС 35 кВ Трубианский	
		50 - ТЭС 35 кВ Бурякский	
		51 - ТЭС 35 кВ Соски	
		52 - ТЭС 35 кВ Малый	
		53 - ТЭС 35 кВ Крушово	

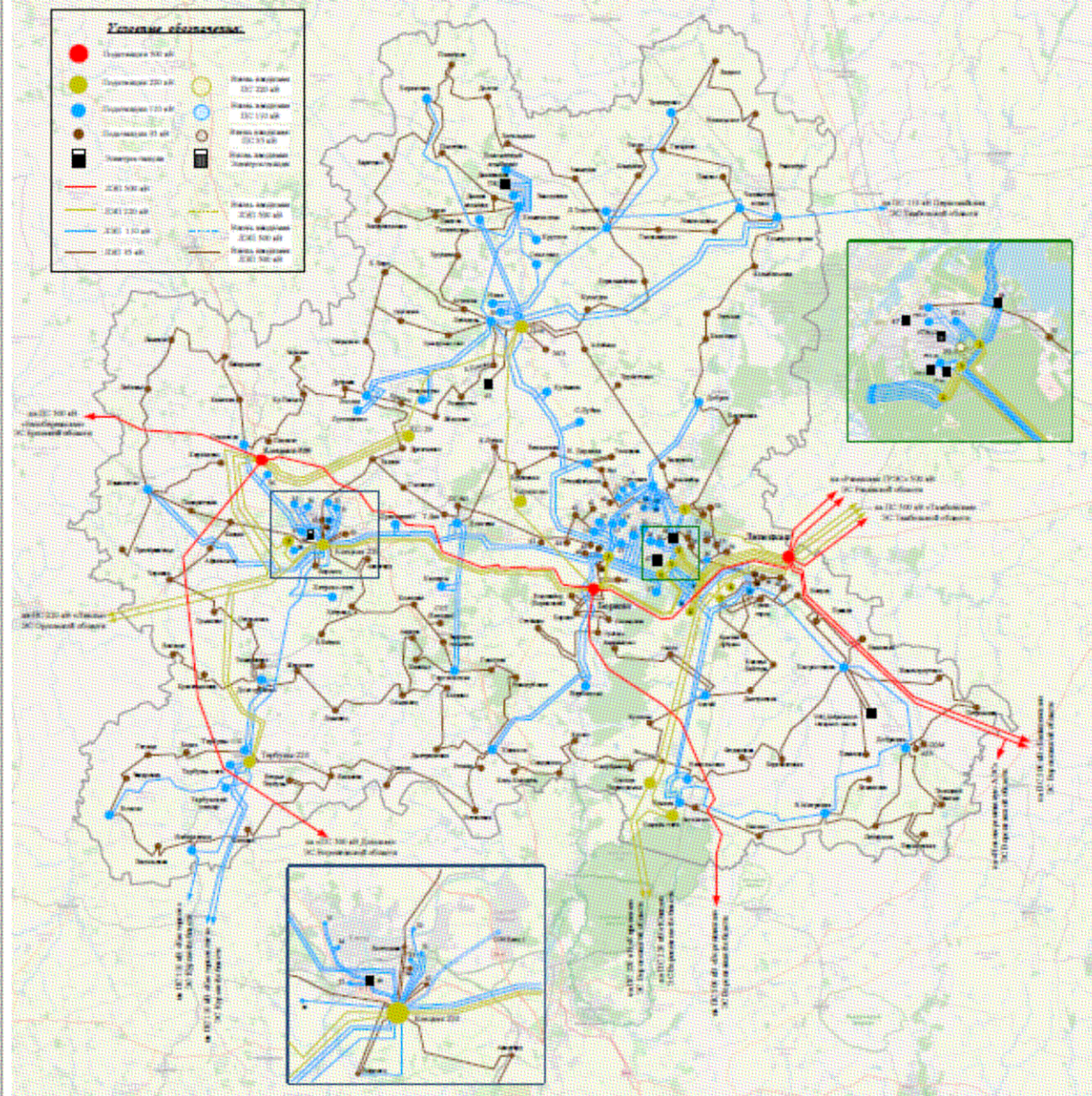








### Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на 2023 год

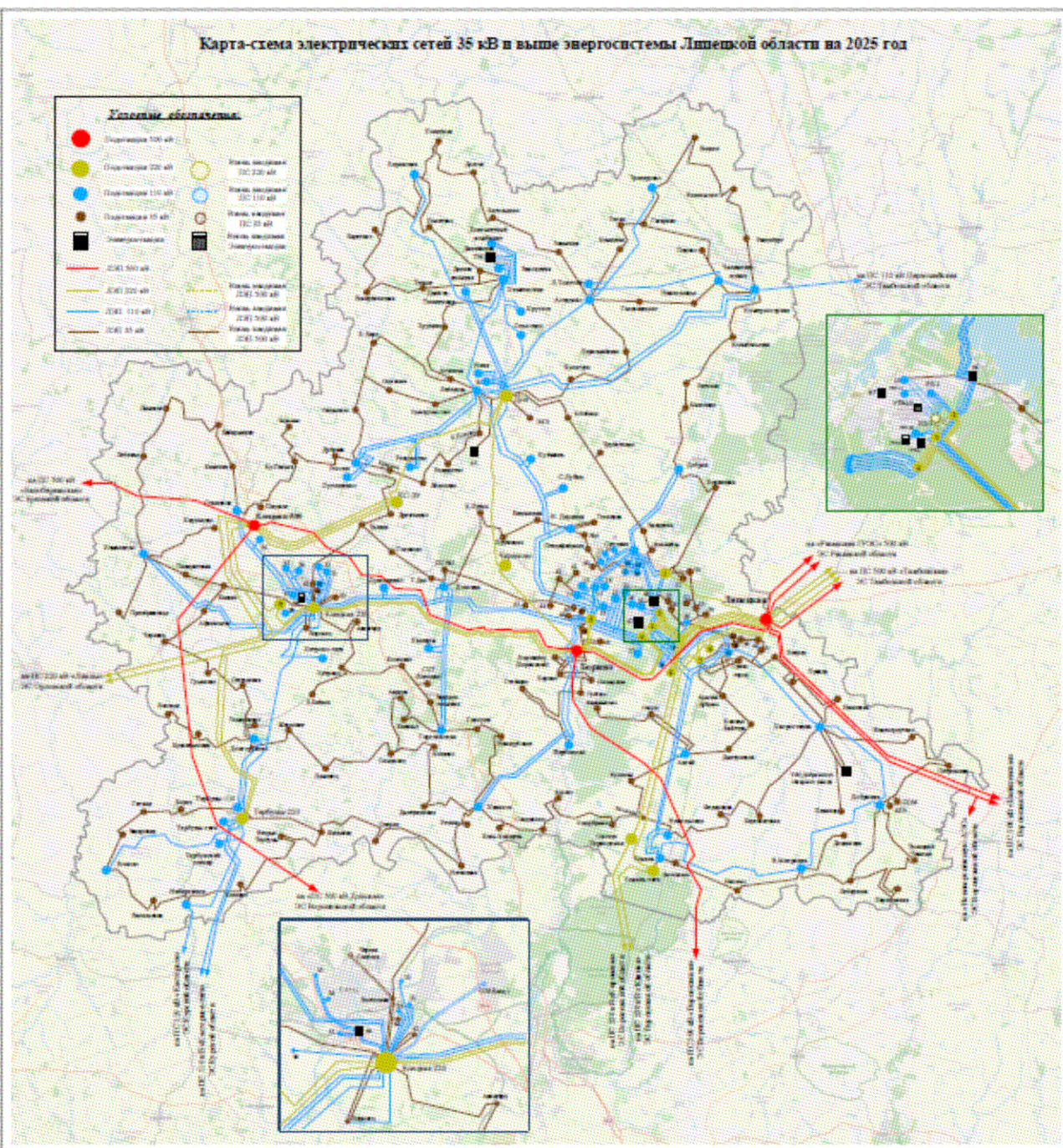


Перечень ПС 220 кВ:	Перечень ПС 110 кВ:	Перечень ПС 35 кВ:	Перечень ТМБ:
1 - ПС 220 кВ Саяз	10 - ПС 110 кВ Таловщина	46 - ПС 35 кВ №2	54 - ПС 35 кВ Дружба
2 - ПС 220 кВ Мемзаводская	11 - ПС 110 кВ Трубына-1	47 - ПС 35 кВ ПЛНаселенка	55 - ПС 35 кВ Матвур
3 - ПС 220 кВ Самарка	12 - ПС 110 кВ Трубына-2	48 - ПС 35 кВ Селезна	56 - ПС 35 кВ №4
4 - ПС 220 кВ Пова	13 - ПС 110 кВ Удварская	49 - ПС 35 кВ №5 Дубровка	57 - ПС 35 кВ Таловщина
5 - ПС 220 кВ Преображенка	14 - ПС 110 кВ Централь	50 - ПС 35 кВ №6	58 - ПС 35 кВ ТТНМО
6 - ПС 220 кВ Грязь-Средняя	15 - ПС 110 кВ Юго-Западная	51 - ПС 35 кВ ЛОСВ	59 - ПС 35 кВ СХТ
7 - ПС 220 кВ Пост-474	16 - ПС 110 кВ Приказская	52 - ПС 35 кВ Масловская	60 - ПС 35 кВ Покровка
8 - ПС 220 кВ Казань	17 - ПС 110 кВ ЛУП	53 - ПС 35 кВ Угольническая	61 - ПС 35 кВ ПТК
9 - ПС 220 кВ Май	18 - ПС 110 кВ Цивильная	54 - ПС 35 кВ Розовое	62 - ПС 35 кВ Солдатская
	19 - ПС 110 кВ Дельная	55 - ПС 35 кВ Троицкая	63 - ПС 35 кВ Покровка
	20 - ПС 110 кВ КТЦ	56 - ПС 35 кВ Бутурин	64 - ПС 35 кВ ИТК
	21 - ПС 110 кВ Кочина	57 - ПС 35 кВ Саяз	
	22 - ПС 110 кВ Буря	58 - ПС 35 кВ Маш	
	23 - ПС 110 кВ Октябрьская	59 - ПС 35 кВ Дружок	
	24 - ПС 110 кВ Мамына		
	25 - ПС 110 кВ ТРБ-1		
	26 - ПС 110 кВ Касина		
	27 - ПС 110 кВ ТРБ-2		
	28 - ПС 110 кВ Дзержин		
	29 - ПС 110 кВ ООЗ		
	30 - ПС 110 кВ Газобуровая		
	31 - ПС 110 кВ Паша-ста		
	32 - ПС 110 кВ Центров		
	33 - ПС 110 кВ Табул		
	34 - ПС 110 кВ Западная		
	35 - ПС 110 кВ Аграрная		
	36 - ПС 110 кВ Троицкая		
	37 - ПС 110 кВ Кочина		
	38 - ПС 110 кВ Аграрная		
	39 - ПС 110 кВ Мамына		



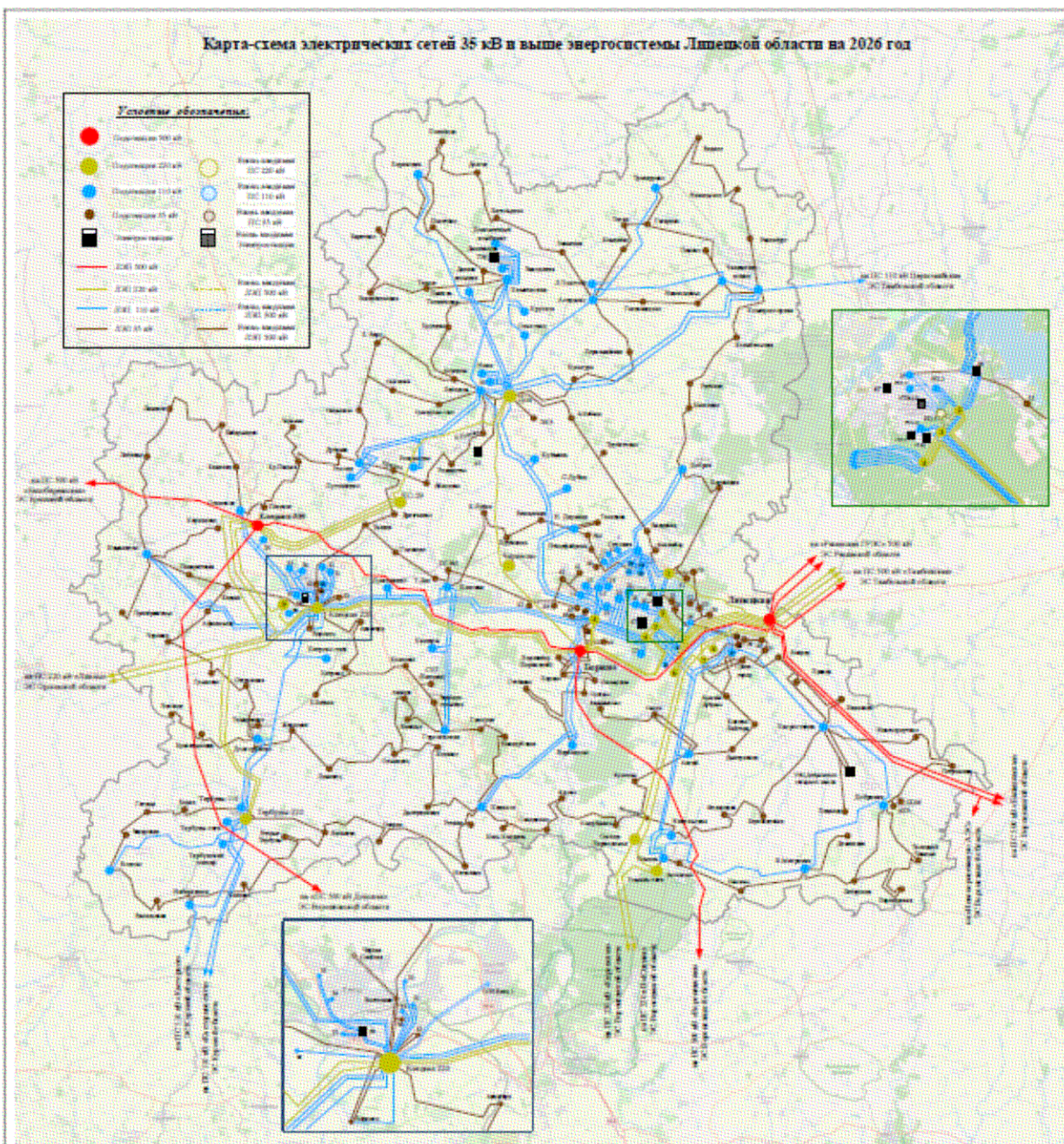


### Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на 2025 год



Перечень ПС 220 кВ:	Перечень ПС 110 кВ:	Перечень ПС 35 кВ:	Перечень ТЭЦ:
1 - ПС 220 кВ Соколы	10 - ПС 110 кВ Таловая	24 - ПС 35 кВ Мышкино	65 - Липецкой областной электростанции
2 - ПС 220 кВ Мелкозерновская	11 - ПС 110 кВ Трубина-1	25 - ПС 110 кВ ГТЭТ-3	66 - Липецкая ТЭЦ-2
3 - ПС 220 кВ Савраска	12 - ПС 110 кВ Трубина-2	26 - ПС 110 кВ Калюга	67 - ТЭЦ ИТЭМС
4 - ПС 220 кВ Нога	13 - ПС 110 кВ Удольновская	27 - ПС 110 кВ ГТЭТ-2	68 - Гипер ТЭЦ
5 - ПС 220 кВ Привольная	14 - ПС 110 кВ Центральная	28 - ПС 110 кВ Дубровка	
6 - ПС 220 кВ Грива-Борисовка	15 - ПС 110 кВ Клеп-Захарья	29 - ПС 110 кВ ОГО	
7 - ПС 220 кВ Песч.-47а	16 - ПС 110 кВ Приказская	30 - ПС 110 кВ Газобортовская	
8 - ПС 220 кВ Калюга	17 - ПС 110 кВ ЛТЭЦ	31 - ПС 110 кВ Елань-Гип	
9 - ПС 220 кВ Май	18 - ПС 110 кВ Полевная	32 - ПС 110 кВ Копорское	
	19 - ПС 110 кВ БуньГАС	33 - ПС 110 кВ Табы	
	20 - ПС 110 кВ ЗТЭЦ	34 - ПС 110 кВ Захарья	
	21 - ПС 110 кВ Южная	35 - ПС 110 кВ Агротехна	
	22 - ПС 110 кВ Буряк	36 - ПС 110 кВ Тростное	
	23 - ПС 110 кВ Октябрьская	37 - ПС 110 кВ Ерма	
		38 - ПС 110 кВ Агрария	
		39 - ПС 110 кВ Мышкино	
		40 - ПС 35 кВ МЖ	
		41 - ПС 35 кВ ИЛНатолочная	
		42 - ПС 35 кВ Савраска	
		43 - ПС 35 кВ %Дубровка	
		44 - ПС 35 кВ МЖ	
		45 - ПС 35 кВ ЛОСОЗ	
		46 - ПС 35 кВ Масловский	
		47 - ПС 35 кВ Новобортовская	
		48 - ПС 35 кВ Романово	
		49 - ПС 35 кВ Тростное	
		50 - ПС 35 кВ Буряк	
		51 - ПС 35 кВ Савраска	
		52 - ПС 35 кВ Май	
		53 - ПС 35 кВ Яруново	
		54 - ПС 35 кВ Дружба	
		55 - ПС 35 кВ Мелко	
		56 - ПС 35 кВ МЖ	
		57 - ПС 35 кВ Таловая	
		58 - ПС 35 кВ ТТ МЖ	
		59 - ПС 35 кВ СНТ	
		60 - ПС 35 кВ Липецкая	
		61 - ПС 35 кВ ГТЭЦ	
		62 - ПС 35 кВ Совхозная	
		63 - ПС 35 кВ Восточная	
		64 - ПС 35 кВ ИТЭЦ	

Карта-схема электрических сетей 35 кВ и выше энергосистемы Липецкой области на 2026 год



- Перечень ПС 220 кВ:**
- 1 - ПС 220 кВ Соло
  - 2 - ПС 220 кВ Милославская
  - 3 - ПС 220 кВ Савинка
  - 4 - ПС 220 кВ Поны
  - 5 - ПС 220 кВ Прохоровка
  - 6 - ПС 220 кВ Грива-Савинка
  - 7 - ПС 220 кВ Пост-474
  - 8 - ПС 220 кВ Казина
  - 9 - ПС 220 кВ Маки

- Перечень ПС 110 кВ:**
- 10 - ПС 110 кВ Тополевка
  - 11 - ПС 110 кВ Трубица-1
  - 12 - ПС 110 кВ Трубица-2
  - 13 - ПС 110 кВ Уваровская
  - 14 - ПС 110 кВ Петрополь
  - 15 - ПС 110 кВ Слобода-Казинка
  - 16 - ПС 110 кВ Проклянская
  - 17 - ПС 110 кВ ИТЦ
  - 18 - ПС 110 кВ Целинная
  - 19 - ПС 110 кВ ДумТЭК
  - 20 - ПС 110 кВ ВЦЦ
  - 21 - ПС 110 кВ Клевка
  - 22 - ПС 110 кВ Копур
  - 23 - ПС 110 кВ Остёрская

- Перечень ПС 35 кВ:**
- 24 - ПС 35 кВ Массовая
  - 25 - ПС 35 кВ ГТЭС-3
  - 26 - ПС 35 кВ Казина
  - 27 - ПС 35 кВ ГТЭС-2
  - 28 - ПС 35 кВ Дворовка
  - 29 - ПС 35 кВ ЦСЭ
  - 30 - ПС 35 кВ Пасхоборская
  - 31 - ПС 35 кВ Елец-ТЭЦ
  - 32 - ПС 35 кВ Елецкая
  - 33 - ПС 35 кВ Таёга
  - 34 - ПС 35 кВ Заспан
  - 35 - ПС 35 кВ Артемовка
  - 36 - ПС 35 кВ Троицкое
  - 37 - ПС 35 кВ Крива
  - 38 - ПС 35 кВ Аграрка
  - 39 - ПС 35 кВ Матвеев

- Перечень ПС 35 кВ:**
- 40 - ПС 35 кВ МЛ
  - 41 - ПС 35 кВ Шиховская
  - 42 - ПС 35 кВ Савинка
  - 43 - ПС 35 кВ Ш.Дубровка
  - 44 - ПС 35 кВ МЛ
  - 45 - ПС 35 кВ ШОС
  - 46 - ПС 35 кВ Массовый
  - 47 - ПС 35 кВ Слобода-Казинка
  - 48 - ПС 35 кВ Романово
  - 49 - ПС 35 кВ Трубица
  - 50 - ПС 35 кВ Бурцево
  - 51 - ПС 35 кВ Соло
  - 52 - ПС 35 кВ Мачей
  - 53 - ПС 35 кВ Дворовка

- Перечень ТЭЦ:**
- 54 - ТЭЦ 35 кВ Дворца
  - 55 - ТЭЦ 35 кВ Мачей
  - 56 - ТЭЦ 35 кВ МЛ
  - 57 - ТЭЦ 35 кВ Тополевка
  - 58 - ТЭЦ 35 кВ Ш.МЛ
  - 59 - ТЭЦ 35 кВ СНТ
  - 60 - ТЭЦ 35 кВ Пасовата
  - 61 - ТЭЦ 35 кВ ГТЭС
  - 62 - ТЭЦ 35 кВ Солдатовка
  - 63 - ТЭЦ 35 кВ Волковка
  - 64 - ТЭЦ 35 кВ ИТЦ
  - 65 - Липецкий завод
  - 66 - Липецкая ТЭЦ-2
  - 67 - ТЭЦ ИТЦ
  - 68 - Косовая ТЭЦ