



ГУБЕРНАТОР ЯРОСЛАВСКОЙ ОБЛАСТИ

УКАЗ

от 30.04.2021 № 119
г. Ярославль

О Программе развития
электроэнергетики Ярославской
области на 2022 - 2026 годы и
признании утратившим силу указа
Губернатора области от 28.04.2020
№ 098

1. Утвердить прилагаемую Программу развития электроэнергетики Ярославской области на 2022 – 2026 годы.
2. Признать утратившим силу указ Губернатора области от 28.04.2020 № 98 «О Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2021 – 2025 годы и признании утратившим силу указа Губернатора области от 29.04.2019 № 128» с 01.01.2022.
3. Контроль за исполнением указа возложить на заместителя Председателя Правительства области, курирующего вопросы строительства, развития жилищно-коммунального комплекса, энергосбережения, тарифного регулирования и дорожного хозяйства.
4. Указ вступает в силу с момента подписания.

Исполняющий обязанности
Губернатора области



Д.А. Степаненко

УТВЕРЖДЕНА

указом

Губернатора области

от 30.04.2021 № 119

ПРОГРАММА
развития электроэнергетики Ярославской области
на 2022 – 2026 годы

Паспорт Программы

Наименование Программы	Программа развития электроэнергетики Ярославской области на 2022 – 2026 годы
Основание разработки Программы	<ul style="list-style-type: none">- постановление Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;- распоряжение Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р;- Энергетическая стратегия России на период до 2035 года, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р;- схема территориального планирования Российской Федерации в области энергетики, утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 1 августа 2016 г. № 1634-р;- схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы, утвержденная приказом Минэнерго России от 30 июня 2020 г. № 508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы»;- Стратегия социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года, утвержденная постановлением Правительства области от 06.03.2014 № 188-п «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года»;- постановление Правительства области от 31.12.2014 № 1435-п «Об утверждении Схемы территориального планирования Ярославской области и о признании утратившим силу постановления Правительства области от 23.07.2008 № 385-п»
Разработчик Программы	ООО «РегионЭнергоМонтаж»
Цель Программы	развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, а также обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность, формирование стабильных и благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики Ярославской области

Задачи Программы	<ul style="list-style-type: none"> - обеспечение надежного функционирования энергосистемы Ярославской области в долгосрочной перспективе; - обеспечение баланса между производством и потреблением электроэнергии, в том числе предотвращение возникновения локальных дефицитов производства электроэнергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей; - скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей; - обеспечение координации региональных планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования, перспективного развития электроэнергетики; - повышение энергоэффективности экономики области
Срок реализации Программы	2022 – 2026 годы
Основные исполнители Программы	<ul style="list-style-type: none"> - субъекты электроэнергетики – лица, осуществляющие деятельность в сфере энергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электроэнергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электроэнергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электроэнергии (мощности), организацию купли-продажи электроэнергии и мощности; - департамент жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и регулирования тарифов Ярославской области; - органы местного самоуправления муниципальных образований Ярославской области
Объемы и источники финансирования Программы	финансирование Программы осуществляется из внебюджетных источников
Система организации контроля за исполнением Программы	контроль за исполнением Программы осуществляет Правительство области

Дополнительная информация	Программа не относится к категории областных целевых программ и не создает расходных обязательств областного и местных бюджетов, заявленные мероприятия реализуются в рамках инвестиционных программ субъектов электроэнергетики (за счет внебюджетных источников финансирования)
---------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

I. Общая характеристика региона

1. Территориальная и административная характеристика региона.

Территория, занимаемая Ярославской областью, составляет 36,2 тыс. квадратных километров, численность населения (на 01.01.2020) – 1253,4 тыс. человек, в том числе городского – 1022,7 тыс. человек, сельского – 230,7 тыс. человек.

Административная характеристика муниципальных образований Ярославской области на 01 января 2021 года: 3 городских округа (г. Ярославль – областной центр, г. Рыбинск, г. Переславль-Залесский) и 16 муниципальных районов.

Областной центр – городской округ г. Ярославль, городскими округами также являются г. Рыбинск и г. Переславль-Залесский. К значимым городам области можно отнести г. Данилов, г. Гаврилов-Ям, г. Ростов, г. Тутаев, г. Углич.

2. Транспортная характеристика региона.

Транспортная система Ярославской области имеет всероссийское и международное значение и включает в себя железнодорожные, автомобильные, водные, воздушные и трубопроводные транспортные потоки, обеспечивая возможность проведения смешанных перевозок.

По территории области проходят одна из ведущих железнодорожных магистралей – Северная железная дорога – филиал ОАО «РЖД», федеральные автомобильные дороги Москва – Ярославль – Вологда – Архангельск и Москва – Ярославль – Кострома – Киров – Пермь – Екатеринбург, главная транспортная водная артерия европейской части Российской Федерации – р. Волга (340 км в пределах области), выполняющая важную экономическую и туристскую роль. В области имеются Рыбинский и Ярославский речные порты. В г. Ярославле расположен международный аэропорт «Туношна».

3. Ярославская область входит в число наиболее развитых в экономическом отношении регионов Российской Федерации. Доля Ярославской области в формировании совокупного валового регионального продукта Российской Федерации составляет около 2 процентов.

3.1. Промышленность.

В области насчитывается 368 промышленных предприятий. Наибольшее количество промышленных предприятий расположено в г. Ярославле (128 единиц), г. Рыбинске (55 единиц) и г. Переславле-Залесском (30 единиц).

Ярославская область вышла на пятое место в России по индексу промышленного производства в 2020 году. В промышленном секторе экономики области трудится 121 тыс. человек. Основными отраслями экономики оста-

ются машиностроение, химия и нефтехимия, пищевая промышленность.

Предприятия области участвуют в межрегиональном сотрудничестве с 81 субъектом Российской Федерации, ведут внешнеэкономическую деятельность с партнерами из 92 стран мира.

Организациями, осуществляющими промышленные виды деятельности, производится около 31 процента от объема товаров и услуг, производимых крупными и средними предприятиями области.

3.2. На долю машиностроения приходится 29 процентов от объема реализации выпускаемой продукции. Отрасль специализируется на различных направлениях производства, среди которых особенно выделяется двигателестроение, представленное крупнейшими предприятиями как области, так и Российской Федерации: ПАО «НПО «Сатурн», ПАО «Автодизель», ПАО «Тутаевский моторный завод», АО «Ярославский завод дизельной аппаратуры». В г. Ярославле и г. Тутаеве выпускают дизельные агрегаты и топливную аппаратуру для большегрузных автомобилей и сельскохозяйственной техники, в г. Рыбинске – авиационные двигатели для гражданских и военных самолетов.

3.3. Судостроение представлено четырьмя наиболее крупными предприятиями, расположенными в г. Ярославле и г. Рыбинске. ПАО «Ярославский судостроительный завод», АО «Судостроительный завод «Вымпел», АО «Рыбинская судостроительная верфь», ООО «Верфь братьев Нобель» выпускают суда различного класса и назначения.

3.4. К электротехнической подотрасли машиностроения относятся ОАО «Ярославский электромашиностроительный завод», ПАО «Ярославский завод «Красный маяк», ПАО «Ярославский радиозавод», комплекс кабельных предприятий, производящих электродвигатели, вибраторы, кабельную продукцию.

3.5. Среди предприятий приборостроения особое место занимают АО «Рыбинский завод приборостроения», ОАО «Ростовский оптико-механический завод». Старейшим производителем дорожных машин является АО «Раскат».

3.6. Кроме этого, в машиностроительный комплекс области входят следующие основные предприятия, выпускающие:

- станки и инструменты, – ОАО «Пролетарская свобода», АО «Ярполимермаш», ЗАО «Новые инструментальные решения»;
- гидроаппаратуру, – АО Гаврилов-Ямский машиностроительный завод «Агат»;

- полиграфические машины, – ООО «Литекс».

3.7. Нефтехимическая и нефтеперерабатывающая промышленность.

Второй по значимости отраслью промышленности является нефтехимия, доля которой составляет 24 процента от объема реализации продукции промышленности области.

На предприятиях химической и нефтехимической промышленности выпускаются шины для грузовых, легковых автомобилей и самолетов (Ярославский шинный завод АО «Кордиант»), высококачественные лакокрасоч-

ные материалы (АО «Русские краски», АО «Объединение «Ярославские краски»), технический углерод (АО «Ярославский технический углерод имени В.Ю. Орлова»), резинотехнические изделия (АО «Ярославль-Резинотехника», АО «Ярославский завод РТИ»), упаковочные материалы и другая продукция.

Нефтеперерабатывающая отрасль представлена крупнейшим нефтеперерабатывающим предприятием – ПАО «Славнефть – ЯНОС», производящим бензин, керосин, дизельное топливо, масла, мазут.

По территории области проходят несколько магистральных нефтепроводов.

3.8. Пищевая и перерабатывающая промышленность.

Третье место по объему реализации продукции занимает пищевая и перерабатывающая промышленность (доля составляет 22 процента), в состав которой входят предприятия по переработке зерна, мяса, молока, овощей: ЗАО «Атрус» и АО «Консервный завод «Поречский» (г. Ростов), ООО «РАМОЗ» и АО «Рыбинский комбинат хлебопродуктов» (г. Рыбинск), ООО «Ярославский комбинат молочных продуктов» (г. Ярославль). В г. Рыбинске выпускаются комбикорма (АО «Рыбинский комбикормовый завод»), в городах Ярославле, Угличе, Данилове – масло и сыр.

Одним из крупнейших производителей пива в Центральной России является филиал ООО «Пивоваренная компания «Балтика» – «Пивзавод «Ярпиво».

3.9. В области имеется сеть предприятий по производству строительных и отделочных материалов: кирпича, сборного железобетона, теплоизоляционных кровельных материалов, керамзита, плитки тротуарной, бордюрного камня и других материалов.

3.10. К лесной и деревообрабатывающей отраслям относятся лесокombинаты, предприятия по производству пиломатериалов, мебели и гофрокартона.

3.11. Сельское хозяйство региона представлено следующими направлениями: животноводство, птицеводство, растениеводство.

Наблюдается процесс коренной структурной перестройки в сельском хозяйстве. В области уделяется большое внимание строительству объектов малой переработки сельскохозяйственной продукции.

4. Источники выработки электрической энергии и природные ресурсы.

Высокоразвитый в хозяйственном отношении регион потребляет большое количество энергии и топлива. Основной источник выработки электроэнергии Ярославской области – природный газ, из собственных источников – гидроресурсы.

В регионе имеют распространение 11 видов полезных ископаемых, отнесенных к общераспространенным. Значительную часть в структуре запасов занимают песчано-гравийный материал и песок строительный.

II. Анализ состояния энергетики Ярославской области

1. Характеристика энергосистемы Ярославской области

1.1. Энергосистема Ярославской области включает в себя:

- три ТЭЦ, работающие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, общей установленной мощностью 529,6 МВт, в том числе Ярославскую ТЭЦ-1 – 24,6 МВт, Ярославскую ТЭЦ-2 – 245 МВт, Ярославскую ТЭЦ-3 – 260 МВт;

- три ГЭС общей установленной мощностью на расчетный пропуск воды 496,56 МВт, в том числе Угличскую ГЭС – 120 МВт, Рыбинскую ГЭС – 376,4 МВт, Хоробровскую ГЭС – 0,16 МВт;

- две ПГУ общей установленной мощностью 508,829 МВт, в том числе Ярославскую ТЭС – 463,9 МВт, Тутаевскую ПГУ – 44,929 МВт;

- две блок-станции установленной мощностью 52 МВт (ПАО «ОДК «Сатурн», АО «Ярославский технический углерод имени В.Ю. Орлова»);

- объекты электросетевого хозяйства, в том числе единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть напряжением 220 кВ, протяженностью 1344,44 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов 2167 МВА, территориальные распределительные электрические сети филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» напряжением 35 – 110 кВ, протяженностью 4323,64 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов ПС 3262,9 МВА, распределительные электрические сети прочих собственников напряжением 35 – 110 кВ, протяженностью 37,94 километра и установленной электрической мощностью трансформаторов ПС 1702,1 МВА.

1.2. Структура региональной электроэнергетики.

1.2.1. Поставки электроэнергии и мощности конечным потребителям на территории области осуществляют два гарантирующих поставщика (ПАО «ТНС энерго Ярославль», ООО «РУСЭНЕРГОСБЫТ») и тринадцать независимых сбытовых компаний (ООО «МАРЭМ+», ООО «РУСЭНЕРГОРЕСУРС», ООО «Центрэнерго», ООО «Каскад-Энергосбыт», ООО «МагнитЭнерго», ООО «Транснефтьэнерго», ООО «РН-Энерго», ООО «Энергосбытовая компания «Горкунов», АО «Мосэнерго-сбыт», ООО «ЕЭС-Гарант», АО «Газпром энергосбыт», ООО «Трансэнергопром», ООО «Энергосистема»).

1.2.2. Услуги по передаче электроэнергии по электрическим сетям до конечных потребителей, включая филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», оказывают девятнадцать ТСО, в том числе ООО «ЯрМК», обслуживающее одного потребителя – ПАО «Автодизель».

1.2.3. Генерацию энергосистемы Ярославской области представляют следующие предприятия: ПАО «ТГК-2», в которое входят Ярославская ТЭЦ-1, Ярославская ТЭЦ-2, Ярославская ТЭЦ-3, филиал ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС», включая Угличскую ГЭС, Рыбинскую ГЭС, ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ» –

Ярославская ТЭС, АО «Тутаевская ПГУ», блок-станции и энергоустановки, находящиеся в собственности промышленных предприятий (ПАО «НПО «Сатурн», АО «Ярославский технический углерод имени В.Ю. Орлова»).

2. Динамика потребления электроэнергии в Ярославской области за период 2016 – 2020 годов

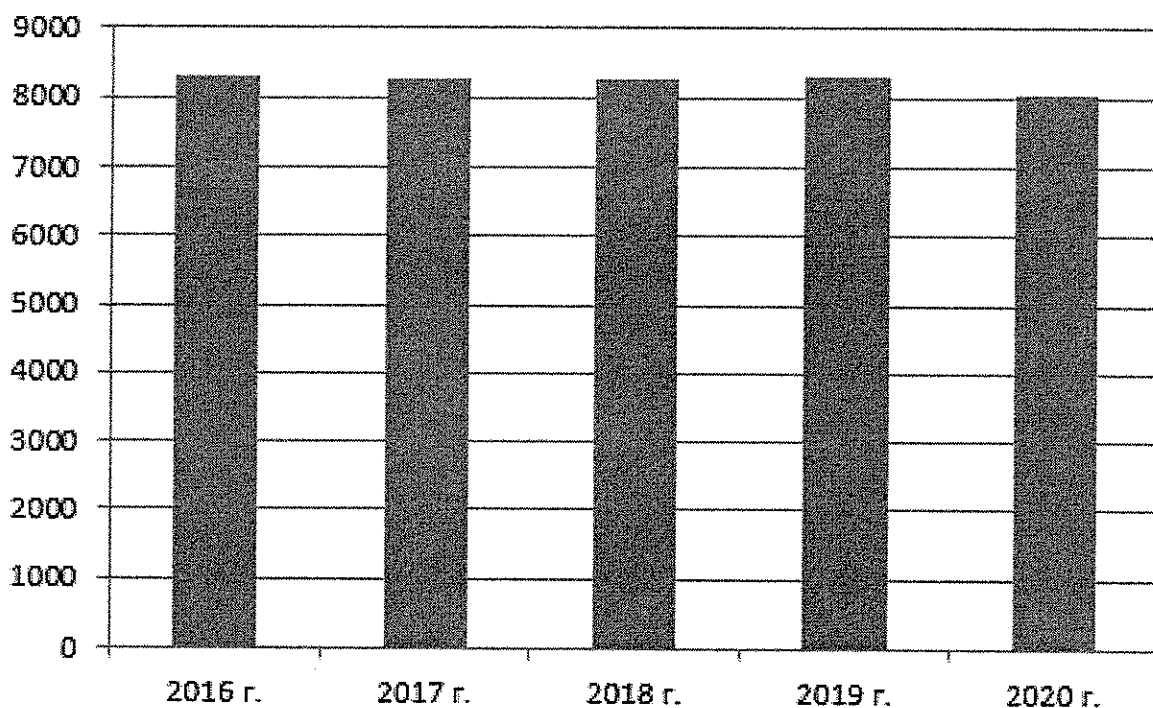
Таблица 1

Динамика потребления электроэнергии в Ярославской области (данные официальной статистики)

Наименование показателя	Единица измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Электропотребление	млн. кВт × ч	8282,8	8271,1	8254,5	8283,0	8051,6
Изменение к предыдущему году	процентов		-0,1	-0,2	0,3	-2,8
Изменение к 2016 году	процентов		-0,1	-0,3	0	-2,8

Диаграмма 1

Динамика изменения электропотребления за период 2016 – 2020 годов, млн. кВт × ч



3. Структура электропотребления Ярославской области

Основными потребителями электроэнергии в области являются про-

мышленные предприятия. В результате реализации энергосберегающих мероприятий произошло снижение потерь электрической энергии в сетях территориальных сетевых организаций до 10 процентов.

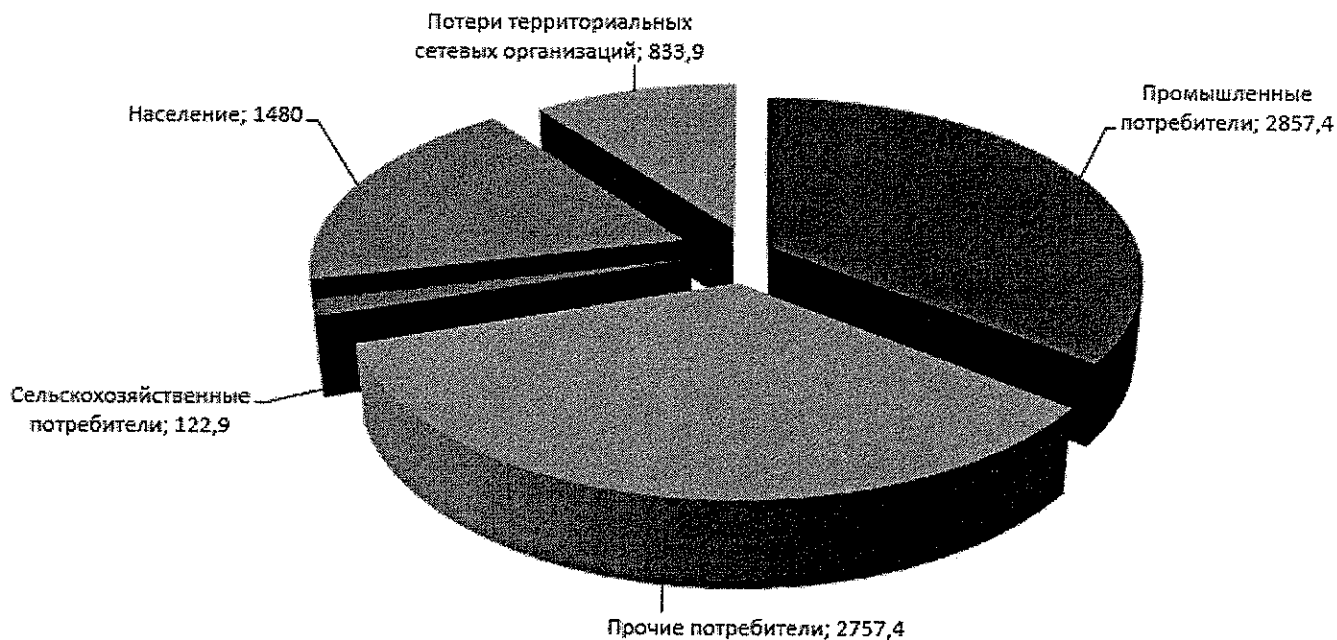
Таблица 2

Структура электропотребления в Ярославской области в 2020 году

Наименование сферы энергопотребления	Объем, млн. кВт × ч	Доля, процентов
Всего	8051,6	100
в том числе:		
Промышленные потребители	2857,4	35,5
Прочие потребители	2757,4	34,2
Сельскохозяйственные потребители	122,9	1,5
Население	1480,0	18,4
Потери территориальных сетевых организаций	833,9	10,4

Диаграмма 2

Структура потребления электроэнергии, млн. кВт × ч



4. Перечень основных крупных потребителей электроэнергии в регионе

Таблица 3

№ п/п	Наименование предприятия	Наименование отрасли производства	Потребление электроэнергии, млн. кВт × ч				
			2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	ПАО «Славнефть – ЯНОС»	нефтеперерабатывающая промышленность	1139	1178	1227	1120	1165
2.	ОАО «РЖД»	железнодорожный транспорт	522	509	511	517	472
3.	ООО «Транснефть – Балтика»	перекачка нефти	313	297	254	358	244
4.	ПАО «Автодизель»	машиностроение	165	154	165	156	141
5.	ООО «Севергазпром»	газораспределительный комплекс	114	155	168	144	113
6.	АО «Ярославский шинный завод»	химическая промышленность	103	106	103	103	101
7.	АО «Ярославский завод дизельной аппаратуры»	машиностроение	52	59	52	46	41

5. Динамика энерго- и электроемкости валового регионального продукта Ярославской области

Таблица 4

Наименование показателя	Единица измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Валовой региональный продукт*	млн. руб.	472344	511137	560578		
Численность населения	тыс. чел.	1271,3	1268,2	1262,6	1256,4	1253,4
Энергоемкость*	кг у. т./ на 10 тыс. руб.	176,37	165,05	149,27		
Электроемкость*	кВт × ч/ млн. руб.	17,54	16,18	14,72		
Потребление электроэнергии на душу населения	кВт × ч/чел.	6515	6522	6537	6593	6481
Электровооруженность труда*	кВт × ч	35312,6	34519,2	35113,5	34015,2	-

* Информация за 2019 – 2020 годы от Росстата на момент утверждения Программы отсутствует.

Диаграмма 3

Динамика изменения энергоемкости,
кг у. т./ на 10 тыс. руб.

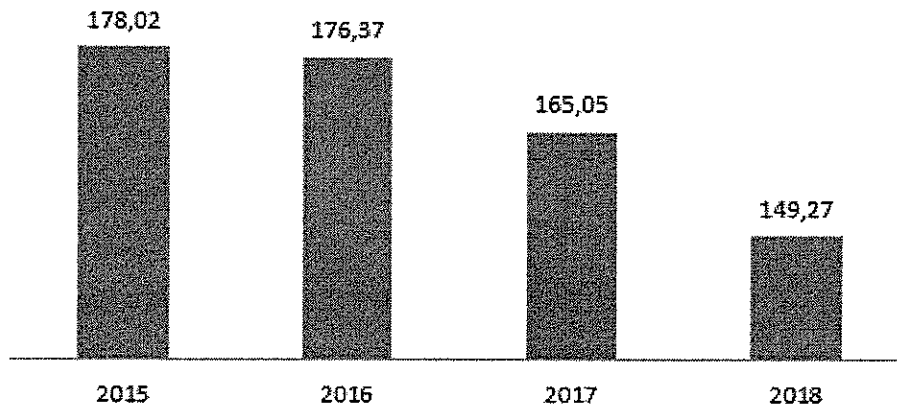


Диаграмма 4

Динамика изменения электроемкости,
кВт × ч/ млн. руб.

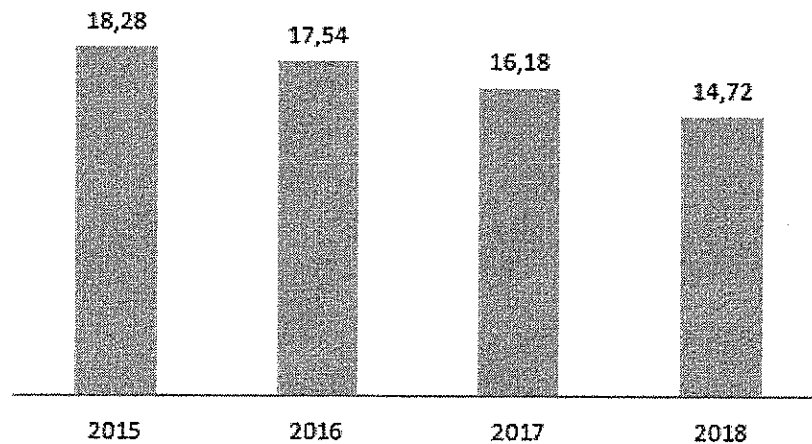
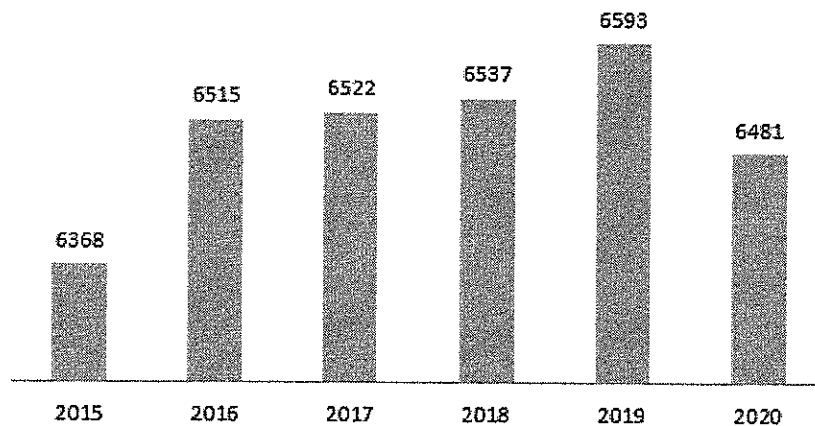
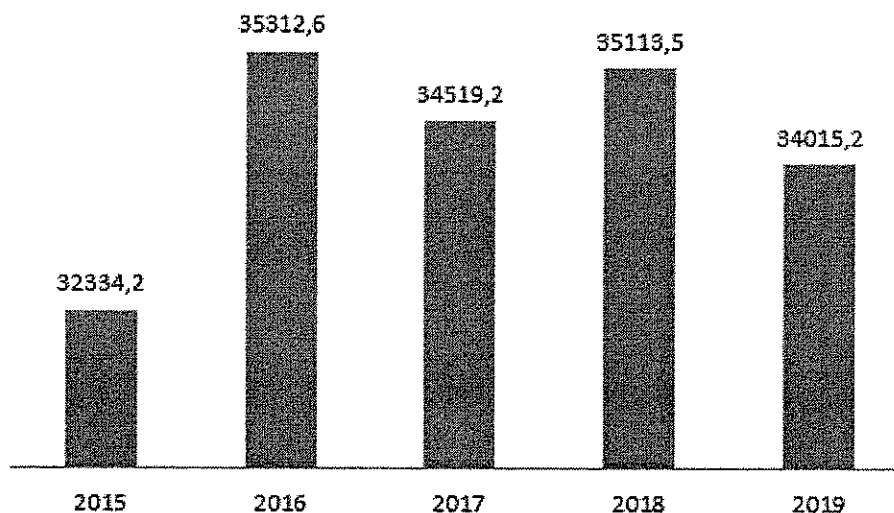


Диаграмма 5

Динамика изменения потребления электроэнергии
на душу населения, кВт × ч/ чел.



Динамика изменения электровооруженности труда, кВт × ч



6. Характеристика объектов электросетевого хозяйства на территории Ярославской области

Таблица 5

Установленная мощность автотрансформаторов и трансформаторов ПС 35 кВ и выше

Наименование объекта	Количество ПС	Установленная мощность трансформаторов, МВА
Объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС:		
- 500 кВ		
- 220 кВ	9	2167,0
Объекты филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:		
- 110 кВ	64	2545,0
- 35 кВ	108	717,9
Объекты прочих собственников:		
- 110 кВ	24	1363,0
- 35 кВ	30	339,10
Всего по Ярославской области	235	7132,0

Протяженность ВЛ энергосистемы Ярославской области

Наименование объекта	Протяженность ВЛ (в одноцепном исполнении), км
Объекты филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС:	
- 500 кВ	
- 220 кВ	1344,44
Объекты филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:	
- 110 кВ	1923,94
- 35 кВ	2399,70
Объекты прочих собственников:	
- 110 кВ	23,40
- 35 кВ	14,54
Всего по Ярославской области	5706,02

Характеристика объектов крупных ТСО на территории Ярославской области представлена в таблицах 7 – 11.

Таблица 7

Протяженность по трассе ЛЭП ТСО с разделением по классам напряжения
(на 01.01.2021)

Протяженность по трассе, км	110 кВ	35 кВ	6 – 10 кВ	0,4 кВ
1	2	3	4	5
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»				
ВЛ	1 071,66	2 067,75	13 141,90	13 954,12
КЛ	0,91	0,99	2 402,02	1 834,25
ОАО «РЖД»				
ВЛ			932,245	419,169
КЛ			90,54	112,31
ООО «Ярославль Энергосети»				
ВЛ	5,86		0,97	-
КЛ		2,64	26,97	5,5
Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»				
ВЛ			24,5	44,7
КЛ			53,092	145,386

1	2	3	4	5
АО «Ресурс»				
ВЛ			45,3	227,8
КЛ			44,5	7,8
МУП ТМР «Горэлектросеть»				
ВЛ			49,379	112,732
КЛ			132,555	92,874
АО «ЯрЭСК»				
ВЛ		11,9	174,11	1056,72
КЛ			152,84	198,06
ОАО «Рыбинская городская электросеть»				
ВЛ	0,4		69,7	544,96
КЛ			343,76	361,84
ООО «Энергоресурс»				
ВЛ				
КЛ			21,0	30,7

Таблица 8

Динамика протяженности электрических сетей
за период 2016 – 2020 годов

2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»				
32 165,55	32 533,77	32 884,32	34 456,51	34 473,60
ОАО «РЖД»				
1550,52	1550,765	1551,488	1553,064	1554,264
ООО «Ярославль Энергосети»				
			17,46	41,94
Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»				
267,678	267,678	267,678	267,678	267,678
АО «Ресурс»				
319,4	315,3	319,3	323,4	325,4
МУП ТМР «Горэлектросеть»				
349,353	356,639	361,757	367,954	387,54
АО «ЯрЭСК»				
1150,75	1253,59	1423,36	1512,57	1593,63
ОАО «Рыбинская городская электросеть»				
1246,55	1250,03	1267,93	1282,5	1320,66
ООО «Энергоресурс»				
51,7	51,7	51,7	51,7	51,7

Динамика числа ПС электросетевых организаций
за период 2016 – 2020 годов

Вид объекта	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»					
ПС 110 кВ, шт.	63	63	63	63	63
ПС 35 кВ, шт.	108	108	108	108	108
ТП 10 (6) кВ, шт.	8 611	8 800	8 975	9 344	9 467
ОАО «РЖД»					
ПС 110 кВ, шт.	11	11	11	11	11
ПС 35 кВ, шт.	1	1	1	1	1
ТП 10 (6) кВ, шт.	501	501	501	501	501
ООО «Ярославль Энергосети»					
ПС 110 кВ, шт.					2
ПС 35 кВ, шт.				1	1
ТП 10 (6) кВ, шт.				2	12
Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»					
ПС 110 кВ, шт.					
ПС 35 кВ, шт.	1	1	1	1	1
ТП 10 (6) кВ, шт.	70	70	70	70	70
АО «Ресурс»					
ПС 110 кВ, шт.					
ПС 35 кВ, шт.					
ТП 10 (6) кВ, шт.	77	77	79	79	80
МУП ТМР «Горэлектросеть»					
ПС 110 кВ, шт.					
ПС 35 кВ, шт.					
ТП 10 (6) кВ, шт.	89	90	92	92	93
АО «ЯрЭСК»					
ПС 110 кВ, шт.					
ПС 35 кВ, шт.	5	5	5	5	6
ТП 10 (6) кВ, шт.	294	323	361	383	416
ОАО «Рыбинская городская электросеть»					
ПС 110 кВ, шт.				1	1
ПС 35 кВ, шт.	2	2	2	2	2
ТП 10 (6) кВ, шт.	349	351	358	364	369
ООО «Энергоресурс»					
ПС 110 кВ, шт.	1	1	1	1	1
ПС 35 кВ, шт.					
ТП 10 (6) кВ, шт.	15	15	15	15	15

Количество УЕ объема эксплуатационного обслуживания
электросетевых организаций за период 2016 – 2020 годов

2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»				
138 148,54	139 627,24	141 011,45	141 008,11	141 698,33
ООО «Ярославль Энергосети»				
			344,93	1027,49
Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»				
1483,9	1483,9	1483,9	1483,9	1483,9
АО «Ресурс»				
1751,52	1738,8	1747,1	1758,35	1767,4
МУП ТМР «Горэлектросеть»				
2352,482	2904,004	2937,604	2951,481	2982,001
АО «ЯрЭСК»				
6486,49	6725,8	7179,05	7277,41	7911,6
ОАО «Рыбинская городская электросеть»				
7292	7412,73	7778,28	8280,44	8368,85
ООО «Энергоресурс»				
531,29	531,29	531,29	531,29	531,29

Таблица 11

Данные о техническом состоянии силовых трансформаторов
электросетевых организаций (на 01.01.2021)

Класс напряжения	Количество, шт.	Мощность всего, тыс. кВА	Количество оборудования, проработавшего более 25 лет, шт.	Мощность оборудования, проработавшего более 25 лет, тыс. кВА	Количество оборудования, подлежащего замене по техническому состоянию, шт.	Мощность оборудования, подлежащего замене, тыс. кВА
1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	10 938	2 138,9	5 412	1 027,5	1 342	234,91
Трансфор-	193	717,9	147	473,9		

1	2	3	4	5	6	7
маторы 35 кВ						
Трансфор- маторы 110 кВ	128	2 545	89	1 565,8	2	20
ОАО «РЖД»						
Трансфор- маторы 3 – 20 кВ	369	71,205	88	20		
Трансфор- маторы 35 кВ	2	32				
Трансфор- маторы 110 кВ	24	653	12	323	2	80
ПАО «ТГК-2»						
Трансфор- маторы 3 – 20 кВ	74	110,15	67	80,72		
Трансфор- маторы 35 кВ	3	92,6	3	92,6		
Трансфор- маторы 110 кВ	15	782	7	374		
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайское ПМЭС						
Трансфор- маторы 3 – 20 кВ	21	11,16	19	10,36		
Трансфор- маторы 35 кВ						
Трансфор- маторы 110 кВ	2	80	2	80		
Трансфор- маторы и автотранс- форматоры 220 кВ	19	2087	16	1967		
ООО «Ярославль Энергосети»						
Трансфор- маторы	17	11,88	17	11,88	-	-

1	2	3	4	5	6	7
3 – 20 кВ						
Трансформаторы 35 кВ	4	35,2	2	32	-	-
Трансформаторы 110 кВ	4	103	4	103	-	15
Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	93	27,888	58	18,13	2	0,8
Трансформаторы 35 кВ	2	3,5	1	2,5		
Трансформаторы 110 кВ						
АО «Ресурс»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	109	37,195	н/д	н/д	н/д	н/д
Трансформаторы 35 кВ						
Трансформаторы 110 кВ						
МУП ТМР «Горэлектросеть»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	151	80,22	118	65,4	1	1
Трансформаторы 35 кВ						
Трансформаторы 110 кВ						
АО «ЯрЭСК»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	470	170,25	146	76,879		
Трансформаторы	11	16,63	8	14		

1	2	3	4	5	6	7
35 кВ						
Трансформаторы 110 кВ						
ОАО «Рыбинская городская электросеть»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	608	277,244	422	192,679	41	16,4
Трансформаторы 35 кВ	4	52	4	52		
Трансформаторы 110 кВ	2	32	2	32		
ООО «Энергоресурс»						
Трансформаторы 3 – 20 кВ	31	19,7	31	19,7		
Трансформаторы 35 кВ						
Трансформаторы 110 кВ	2	20	2	20		

Филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайским ПМЭС в 2016 году выполнены работы по реконструкции ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тутаев», ВЛ 220 кВ «Ярославская – Тверицкая» (заходы на Ярославскую ТЭС).

Общие сведения о ЛЭП и ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС и их технические характеристики приведены в таблицах 12 и 13 соответственно, а также в Схеме развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2022 – 2026 годы, приведенной в приложении 1 к Программе.

Таблица 12

ВЛ 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяженность, км
1	2	3	4	5
1.	«Александров – Трубеж» (в границах области)	220	АСО-300	28,53
2.	«Белозерская – Пешехонье с от-	220	АС-300	47,27

1	2	3	4	5
	пайкой на ПС Зашекснинская» (в границах области)			
3.	«Венера – Вега»	220	АС-400, АС-300	63,52
4.	«Ивановские ПГУ – Неро I цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20
5.	«Ивановские ПГУ – Неро II цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20
6.	«Костромская ГРЭС – Ярославская» (в границах области)	220	АС-500	77,22
7.	«Мотордеталь – Тверицкая» (в границах области)	220	АС-300	91,85
8.	«Пошехонье – Вологда – Южная» (в границах области)	220	АС-400	62,95
9.	«Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская» (в границах области)	220	АС-400	46,2
10.	«Пошехонье – Ростилово»	220	АС-400	84,37
11.	«Рыбинская ГЭС – Венера»	220	АС-300, АС-400	12,24
12.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 1»	220	АС-300	53,35
13.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 2»	220	АС-400	54,06
14.	«Рыбинская ГЭС – Сатурн»	220	АС-300, АС-400	3,11
15.	«Сатурн – Венера»	220	АС-400, АС-300	8,93
16.	«Трубеж – Неро»	220	АС-300	77,66
17.	«Угличская ГЭС – Вега»	220	АС-400	7,51
18.	«Угличская ГЭС – Венера»	220	АС-400, АС-300	69,62
19.	«Угличская ГЭС – Заря I цепь» (в границах области)	220	АС-400	92,19
20.	«Угличская ГЭС – Заря II цепь» (в границах области)	220	АС-300	92,19
21.	«Угличская ГЭС – Ярославская»	220	АС-300	92,65
22.	«Ярославская – Неро»	220	АС-300	51,2
23.	«Ярославская ТЭС – Тверицкая»	220	АС-300	60,23
24.	«Ярославская ТЭС – Тутаев»	220	АС-300	18,31
25.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 1»	220	АС-300	63,04
26.	«Ярославская ТЭС – Ярославская № 2»	220	АСО-400	29,74

Таблица 13

ПС 220 кВ филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
1.	«Вега»	220	2 × 63
2.	«Венера»	220	2 × 200
3.	«Неро»	220	2 × 63
4.	«Пошехонье»	220	2 × 40

1	2	3	4
5.	«Сатурн»	220	2 × 40
6.	«Гверицкая»	220	2 × 200 + 2 × 40
7.	«Трубеж»	220	2 × 125
8.	«Гутаев»	220	2 × 125
9.	«Ярославская»	220	3 × 125

В 2020 году в Ярославской области проведено техническое перевооружение и реконструкция с заменой существующего трансформаторного оборудования на трансформаторы большей мощности:

- на ПС 110 кВ «Залесье» филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» (увеличение мощности – 6 МВА);

- на ПС 110 кВ «Путятино» ОАО «РЖД» (увеличение мощности – 15 МВА).

Общие сведения о ЛЭП и ПС 110 кВ и их технические характеристики приведены в таблицах 14 и 15 соответственно, а также в Схеме развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2022 – 2026 годы, приведенной в приложении 1 к Программе.

Таблица 14

Линии 110 кВ

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяженность, км
1	2	3	4	5
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»				
1.	«Аббакумцевская-1»	110	АС-120	14
2.	«Аббакумцевская-2»	110	АС-120	14
3.	«Алтыново – Палкино I цепь» («Палкино-1»)	110	АС-185	23,3
4.	«Алтыново – Палкино II цепь» («Палкино-2»)	110	АС-185	23,3
5.	«Балакирево – Переславль» («Переславская-2») (в границах области)	110	АС-120	29,7
6.	«Балакирево – Трубеж» («Переславская-1») (в границах области)	110	АС-120	30,28
7.	«Белкинская»	110	АС-95	22,1
8.	«Борисоглебская-1»	110	АС-95	22,05
9.	«Борисоглебская-2»	110	АС-95	22,05
10.	«Васильковская-1»	110	АС-150, АС-185	26,54
11.	«Васильковская-2»	110	АС-150, АС-185	16,64
12.	«Вега – Алтыново I цепь» («Алтыново-1»)	110	АС-185	5,62
13.	«Вега – Алтыново II цепь» («Алтыново-2»)	110	АС-185	5,62

1	2	3	4	5
14.	«Венера – Восточная I цепь с отпайками» («Восточная-1»)	110	М-95, АС-185	13,15
15.	«Венера – Восточная II цепь с отпайками» («Восточная-2»)	110	М-95, АС-185	13,15
16.	«Венера – Шестихино I цепь с отпайками» («Шестихинская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,18
17.	«Венера – Шестихино II цепь с отпайками» («Шестихинская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,18
18.	«Веретье-1»	110	АС-95, АС-185	1,46
19.	«Веретье-2»	110	АС-95, АС-185	1,46
20.	«Гаврилов-Ямская»	110	АС-95, АС-120	6,07
21.	«Газовая-1»	110	АС-120, АС-185	18,59
22.	«Городская-1»	110	АС-120	2,5
23.	«Городская-2»	110	АС-120	2,5
24.	«Данилов – Дружба» («Даниловская-2»)	110	АС-120	8,1
25.	«Данилов – Покров»	110	АС-120	8,5
26.	«Данилов – Пречистое»	110	АС-185	27,4
27.	«Данилов – Туфаново» («Даниловская-1»)	110	АС-120	27,2
28.	«Западная-1»	110	АС-240, АС-300	3,71
29.	«Западная-2»	110	АС-240, АС-300	3,71
30.	«Климатинo-1»	110	АС-120	26,63
31.	«Климатинo-2»	110	АС-120	26,63
32.	«Любим – Халдеево»	110	АС-120, АЖ-120	22,57
33.	«Лютново – Нерехта-1» («Нерехта-1») (в границах области)	110	АС-120	21,49
34.	«Менделеевская-1»	110	АС-240	7,1
35.	«Менделеевская-2»	110	АС-240	7,1
36.	«Неро – Беклемишево с отпайкой на ПС Петровск» («Петровская-2»)	110	АС-120	51,74
37.	«Неро – Тишино с отпайкой на ПС Устье» («Ростовская-2»)	110	АС-150	25,96
38.	«Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»)	110	АС-150	47,69
39.	«Нильская-1»	110	АС-70	4,23
40.	«Нильская-2»	110	АС-70	4,23
41.	«Павловская-1»	110	АС-120	5,72
42.	«Павловская-2»	110	АС-120	5,72
43.	«Палкино – Мышкин»	110	АС-185	12,15
44.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 1»	110	АПВП2Г	0,45
45.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 2»	110	АПВП2Г	0,45
46.	«Переборы-1»	110	АС-95, АС-185	13,38
47.	«Переборы-2»	110	АС-95, АС-185	13,38
48.	«Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль-Главный» («Тяговая»)	110	АС-400, АС-150	8,46
49.	«Пленочная-1»	110	АС-120	2,45
50.	«Пленочная-2»	110	АС-120	2,45
51.	«Плоски»	110	АС-120	9,2

1	2	3	4	5
52.	«Покров – Любим»	110	АС-120	25,94
53.	«Правдино»	110	АС-185	42,64
54.	«Продуктопровод-1»	110	АС-120	9,01
55.	«Продуктопровод-2»	110	АС-120	9,01
56.	«Путятино – Дружба» («Янтарная»)	110	АС-120	28,04
57.	«Радуга-1»	110	АС-240, АС-500	4,58
58.	«Радуга-2»	110	АС-240, АС-500	4,58
59.	«Ростилово – Скалино» (в границах области)	110	АС-185	6,2
60.	«Рыбинская ГЭС – Восточная I цепь с отпайками» («Щербаковская-1»)	110	АС-185, АС-150	19,35
61.	«Рыбинская ГЭС – Восточная II цепь с отпайками» («Щерба- ковская-2»)	110	АС-185, АС-150	19,35
62.	«Сельская-1»	110	АС-150	6,2
63.	«Сельская-2»	110	АС-150	6,2
64.	«Скалино – Пречистое»	110	АС-185, АС-150	18,57
65.	«Тверицкая – Путятино» («Путя- тинская»)	110	АС-240, АС-120	51,53
66.	«Тверицкая – Уткино» («Уткин- ская»)	110	АС-240, АС-120	29,82
67.	«Тишино – Ярославская с отпай- кой на ПС Коромыслово» («Ти- шинская»)	110	АС-150	22,33
68.	«Трубеш – Беклемишево с отпайкой на ПС Шушково» («Шушковская»)	110	АС-120	49,86
69.	«Трубеш – Переславль» («Невская»)	110	АС-150	6,3
70.	«Трубеш – Шурскол с отпайками» («Петровская-1»)	110	АС-120	90,17
71.	«Тутаев – Восточная I цепь с от- пайками» («Тутаевская-1»)	110	АС-185	54,25
72.	«Тутаев – Восточная II цепь с от- пайками» («Тутаевская-2»)	110	АС-185	54,25
73.	«ТЭЦ-1 – Роца» («158»)	110	АС-185	1,8
74.	«ТЭЦ-1 – Северная с отпайкой на ПС Марс» («157»)	110	АС-185	1,9
75.	«ТЭЦ-1 – Северная» («Шинная»)	110	АС-185, АС-150	0,96
76.	«ТЭЦ-2 – Которосль с отпайкой на ПС Полиграф» («Окружная»)	110	АС-240, АС-185, АС-150	9,585
77.	«ТЭЦ-2 – Роца» («156»)	110	АС-185	0,63
78.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	8,36
79.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,46
80.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая I цепь с от- пайками» («Тверицкая-1»)	110	АС-240, АС-185	27,62
81.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая II цепь с от- пайками» («Тверицкая-2»)	110	АС-240, АС-185	27,62
82.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками»	110	АС-185, АС-150	39,25

1	2	3	4	5
	I цепь» («Константиновская-1»)			
83.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками II цепь» («Константиновская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,25
84.	«ТЭЦ-3 – Которосль с отпайка- ми» («Фрунзенская-1»)	110	АС-150	14,725
85.	«ТЭЦ-3 – Новоселки с отпайка- ми» («Комсомольская»)	110	АС-120, АС-185	10,4
86.	«ТЭЦ-3 – Перекоп» («Перекоп- ская»)	110	АС-150, АС-400	11,34
87.	«ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» («Фрунзенская-2»)	110	М-70, АС-150, АС-185, М-95	18,77
88.	«ТЭЦ-3 – Ярославская» («Яро- славская 1»)	110	2 × АС-150, АС-300	5,9
89.	«ТЭЦ-3 – Ярцево с отпайками II цепь» («Пионерская»)	110	АС-120, АС-185	15,95
90.	«Урицкая»	110	АС-185	16,2
91.	«Уткино – Туфаново» («Туфанов- ская»)	110	АС-120	25,11
92.	«Халдеево – Буй» (в границах об- ласти)	110	АС-120	14,85
93.	«Шестихино – Палкино с отпай- кой на ПС КС-18» («Газовая-2»)	110	АС-120, АС-185	29,81
94.	«Шестихино – Пищалкино с от- пайками» («Пищалкинская»)	110	АС-120, АС-185	78,14
95.	«Шурскол – Неро» («Приозерная»)	110	АС-120	11,14
96.	«Ярославская – Ярцево I цепь с отпайками» («Южная»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
97.	«Ярославская – Ярцево II цепь с отпайками» («Институтская»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
98.	«Ярцево – Лютово»	110	АС-150, АС-120	9,81
99.	«Ярцево – Нерехта-1» («Нерехта-2») (в границах области)	110	АС-150, АС-120	27,58
100.	«Ярцево – Новоселки с отпайкой на ПС Тормозная»	110	АС-150, АС-120	6
ПАО «Славнефть-ЯНОС»				
101.	«Ярославская ТЭЦ-3 – Яросла- вская I цепь с отпайками»	110	АС-240	5,9
102.	«Ярославская ТЭЦ-3 – Яросла- вская II цепь с отпайками»	110	АС-240	5,9
103.	«Ярославская – ГПП-4 I цепь»	110	АС-150	3,1
104.	«Ярославская – ГПП-4 II цепь»	110	АС-150	3,1
ООО «Тепличный комбинат Ярославский»				
105.	«Ярославская – Дубки»	110	АС-95	5,4

ПС 110 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»			
1.	«Аббакумцево»	110	16 + 16
2.	«Алтыново»	110	2 × 6,3
3.	«Борисоглеб»	110	16 + 10
4.	«Брагино»	110	2 × 40
5.	«Васильково»	110	2 × 6,3
6.	«Вахрушево»	110	2 × 6,3
7.	«Веретье»	110	2 × 25
8.	«Волга»	110	5,6 + 6,3
9.	«Волжская»	110	2 × 40
10.	«Восточная»	110	2 × 25
11.	«Гаврилов-Ям»	110	2 × 16
12.	«КС-18»	110	2 × 63
13.	«Глебово»	110	2 × 10
14.	«Депо»	110	3 × 16
15.	«Дружба»	110	2 × 16
16.	«Залесье»	110	16 + 16
17.	«Западная»	110	2 × 63
18.	«Институтская»	110	2 × 40
19.	«Кинопленька»	110	16 + 10
20.	«Климатино»	110	2 × 6,3
21.	«Константиново»	110	15 + 16
22.	«Которосль»	110	2 × 25
23.	«Крюково»	110	6,3
24.	«Левобережная»	110	2 × 16
25.	«Лом»	110	2 × 10
26.	«Луговая»	110	2 × 6,3
27.	«Некоуз»	110	2 × 6,3
28.	«Нила»	110	2 × 16
29.	«Новоселки»	110	25 + 40
30.	«НПЗ»	110	2 × 25
31.	«Оптика»	110	2 × 10
32.	«Орион»	110	2 × 40
33.	«Павловская»	110	20 + 25
34.	«ПГУ – ТЭС»	110	2 × 40
35.	«Перевал»	110	2 × 16
36.	«Перекоп»	110	2 × 25
37.	«Переславль»	110	2 × 25 + 16 (в резерве)

1	2	3	4
38.	«Пищалкино»	110	2 × 7,5
39.	«Плоски»	110	2 × 2,5
40.	«Покров»	110	2,5
41.	«Полиграф»	110	2 × 40
42.	«Полиграфмаш»	110	2 × 16
43.	«Пречистое»	110	2 × 10
44.	«Продуктопровод»	110	2 × 6,3
45.	«Ростов»	110	2 × 25
46.	«Северная»	110	2 × 63
47.	«Селехово»	110	2 × 6,3
48.	«Судоверфь»	110	2 × 10
49.	«Техникум»	110	2 × 10
50.	«Тишино»	110	2 × 25
51.	«Тормозная»	110	25 + 16
52.	«ТРК»	110	2 × 16
53.	«Туфаново»	110	2 × 2,5
54.	«Углич»	110	2 × 25
55.	«Устье»	110	2 × 10
56.	«Халдеево»	110	3,2 + 6,3
57.	«Чайка»	110	40 + 25
58.	«Шестихино»	110	2 × 10
59.	«Шурскол»	110	2 × 10
60.	«Южная» (Ростовский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 25
61.	«Южная» (Ярославский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 40
62.	«Юрьевская слобода»	110	2 × 10
63.	«Ярцево»	110	2 × 25
ОАО «РЖД»			
64.	«Беклемишево»	110	2 × 25
65.	«Данилов»	110	2 × 40 + 2 × 25
66.	«Коромыслово»	110	2 × 25
67.	«Любим»	110	2 × 25
68.	«Лютово»	110	2 × 25
69.	«Петровск»	110	40 + 25
70.	«Путятино»	110	25 + 25
71.	«Скалино»	110	2 × 40
72.	«Уткино»	110	25 + 20
73.	«Шушково»	110	20 + 25
74.	«Ярославль-Главный»	110	2 × 40
АО «Электросети ЯГК» (арендатор ООО «Ярославль Энергосети»)			
75.	«Роца»	110	2 × 32

1	2	3	4
76.	«Толга»	110	25 + 15
ПАО «Славнефть-ЯНОС»			
77.	«ГПП-1»	110	2 × 40
78.	«ГПП-4»	110	2 × 40
79.	«ГПП-9»	110	2 × 40
АО «Ярославский нефтеперерабатывающий завод им. Д.И. Менделеева»			
80.	«Луч»	110	2 × 25
АО «ELDIN» (арендатор АО «Рыбинская городская электросеть»)			
81.	«Марс»	110	2 × 16
АО «Завод гидромеханизации»			
82.	«Нептун»	110	2 × 16
ООО «Транснефть – Балтика»			
83.	«Палкино»	110	2 × 25
84.	«Правдино»	110	2 × 25
АО «Ярославский завод дизельной аппаратуры» (арендатор АО «МЭК»)			
85.	«Радуга»	110	2 × 40
ООО «Энергоресурс»			
86.	«Свободный Труд»	110	2 × 10
ПАО «ТГК-2»			
87.	«Тенино»	110	2 × 10
ООО «Тепличный комбинат Ярославский»			
88.	«Дубки»	110	40

Данные о вводе в эксплуатацию новых объектов и реконструкции существующих приведены в таблице 16.

Таблица 16

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода в эксплуатацию	Мощность, МВА	Количество, ед./ протяженность, км
1	2	3	4	5
I. Ввод ПС				
	ПС 110 кВ «Дубки»	2016	25	1
II. Замена трансформаторов				
1.	Рыбинская ГЭС	2016	2 × 3 × 23/2 × 80	2
2.	ПС 110 кВ «Глебово»	2016	10	1
3.	ПС 110 кВ «Любим»	2016	20/25	1
4.	ПС 110 кВ «Ростов»	2016	20/25	1
5.	ПС 35 кВ «Дорожаево»	2016	2 × 1,6/2 × 2,5	2
6.	ПС 35 кВ «Жупань»	2017	2,5/4	1
7.	ПС 35 кВ «Моделово-2»	2017	2 × 6,3/2 × 10	2
8.	ПС 110 кВ «Любим»	2017	20/25	1
9.	ПС 110 кВ «Дубки»	2018	25/40	1

1	2	3	4	5
10.	Ярославская ТЭЦ-3	2018	60/80	1
11.	Ярославская ТЭЦ-2	2018	31,5/25	1
12.	ПС 110 кВ «Аббакумцево»	2018	10/16	1
13.	ПС 35 кВ «Ватолино»	2018	2 × 4/2 × 6,3	2
14.	ПС 35 кВ «Кулаково»	2018	2 × 2,5/2 × 4	2
15.	ПС 110 кВ «Аббакумцево»	2019	10/16	1
16.	ПС 110 кВ «Залесье»	2019	10/16	1
17.	ПС 35 кВ «Скоморохово»	2019	2 × 1,6/2 × 2,5	2
18.	ПС 110 кВ «Данилов»	2020	40/40	1
19.	ПС 110 кВ «Залесье»	2020	10/16	1
20.	ПС 110 кВ «Путятино»	2020	10/25	1
III. Ввод ВЛ				
1.	КВЛ 110 кВ «Ярославская – Дубки»	2016		5
2.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Ярославская № 1»	2016		62,5
3.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тутаев»	2016		18,55
4.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Ярославская № 2»	2016		29,94
5.	КВЛ 220 кВ «Ярославская ТЭС – Тверицкая»	2016		60,43
IV. Ввод выключателей				
1.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-3)	2016		4
2.	ЭГВ 220 кВ (Ярославская ТЭС)	2016		6
3.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Константиново»)	2016		1
4.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Ярославская»)	2016		1
5.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Дубки»)	2016		1
6.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Глебово»)	2016		1
7.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Алтыново»)	2016		1
8.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-2)	2017		1
9.	ЭГВ 220 кВ (Ярославская ТЭС)	2017		3
10.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Ярцево»)	2017		2
11.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Любим»)	2018		3
12.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Щушково»)	2018		1
13.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Коромыслово»)	2019		1
14.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-2)	2019		2
15.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Вега»)	2019		2
16.	ЭГВ 220 кВ (ПС 220 кВ «Вега»)	2020		2
17.	ЭГВ 110 кВ (Ярославская ТЭЦ-2)	2020		2
18.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Ярославль-Главный»)	2020		1
19.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Данилов»)	2020		7
20.	ЭГВ 110 кВ (ПС 110 кВ «Путятино»)	2020		3

7. Структура установленной электрической мощности на территории
Ярославской области

Данные о вводе в эксплуатацию генерирующих мощностей и структуре установленной мощности генерирующих объектов представлены в таблицах 17 и 18.

Таблица 17

Данные о вводе в эксплуатацию генерирующих мощностей

№ п/п	Наименование генерирующего источника	Ввод генерирующей мощности, МВт	Год ввода
1.	Ярославская ТЭС	463,9	2017
2.	Рыбинская ГЭС	10 (модернизация)	2018
3.	Тутаевская ПГУ	44,929	2020
4.	Рыбинская ГЭС	10 (модернизация)	2020

Таблица 18

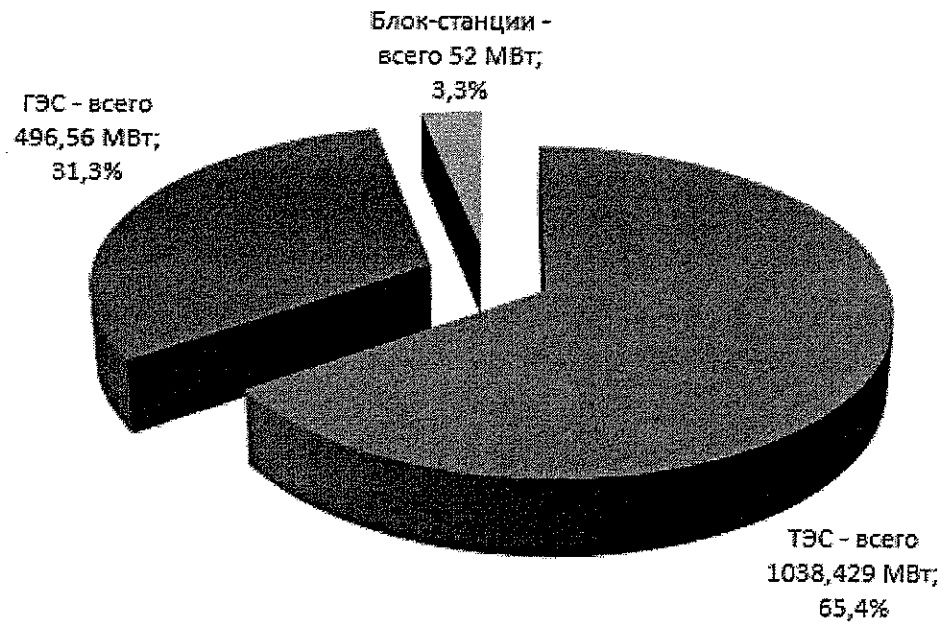
Структура установленной мощности генерирующих объектов

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Доля от суммарной установленной мощности, процентов
1	2	3	4
1.	ТЭС – всего	1038,429	65,4
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-2»)	24,6	1,6
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2 (ПАО «ТГК-2»)	245	15,4
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3 (ПАО «ТГК-2»)	260	16,4
1.4.	Ярославская ТЭС (ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ»)	463,9	29,2
1.5.	Тутаевская ПГУ (АО «Тутаевская ПГУ»)	44,929	2,8
2.	ГЭС – всего	496,56	31,3
2.1.	Угличская ГЭС (филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»)	120	7,55
2.2.	Рыбинская ГЭС (филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»)	376,4	23,74
2.3.	Хоробровская ГЭС (ООО «Хоробровская ГЭС»)	0,16	0,01
3.	Блок-станции – всего	52	3,3

1	2	3	4
3.1.	АО «Ярославский технический углерод имени В.Ю. Орлова»	24	1,5
3.2.	ПАО «ОДК-Сатурн»	28	1,8
	Всего	1586,989	100

Диаграмма 7

Структура установленной мощности генерирующих объектов



8. Состав оборудования электростанций

В таблице 19 приведен состав оборудования существующих электростанций, а также блок-станций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям с поименным перечнем электростанций.

Таблица 19

Состав оборудования существующих электростанций, а также блок-станций

Объект генерации	Станционный номер	Тип турбины	Установленная электрическая мощность, МВт
1	2	3	4
ПАО «ТГК-2»			
Ярославская ТЭЦ-1			24,6
	3	ПТ-14,5-90/10М	14,3
	7	ПТ-10,41/90-8,8/1,0	10,3
Ярославская ТЭЦ-2			245
	2	ПР-20-90/1,2	20
	4	Т-50-130	50
	5	ПТ-60-130/13	60
	6	ТП-115/125-130-1ТП	115
Ярославская ТЭЦ-3			260
	1	ПТ-65/75-130/13	65
	2	ПТ-65/75-130/13	65
	4	ПТ-65/75-130/13	65
	5	ПТ-65/75-130/13	65
ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ»			
Ярославская ТЭС			463,9
	1	ГТЭ-160	156,2
	2	ГТЭ-160	157,7
	3	LN150-7,6/0,84/0,4	150,0
АО «Тутаевская ПГУ»			
Тутаевская ПГУ			44,929
	1	ГТА-8PM	8,000
	2	ГТА-8PM	8,000
	3	ГТА-8PM	8,000
	4	ГТА-8PM	8,000
	5	Т-8,5/10,2-3,4/0,18	7,008
	6	Т-8,5/10,2-3,4/0,18	5,921
Филиал ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»			
Рыбинская ГЭС			376,4
	1	ПЛ 20-В-900	65
	2	ПЛ 20-В-900	65
	3	ПЛ 20-В-900	65
	4	ПЛ-20/811-В-900	63,2
	5	К-91-ВВ-900	55

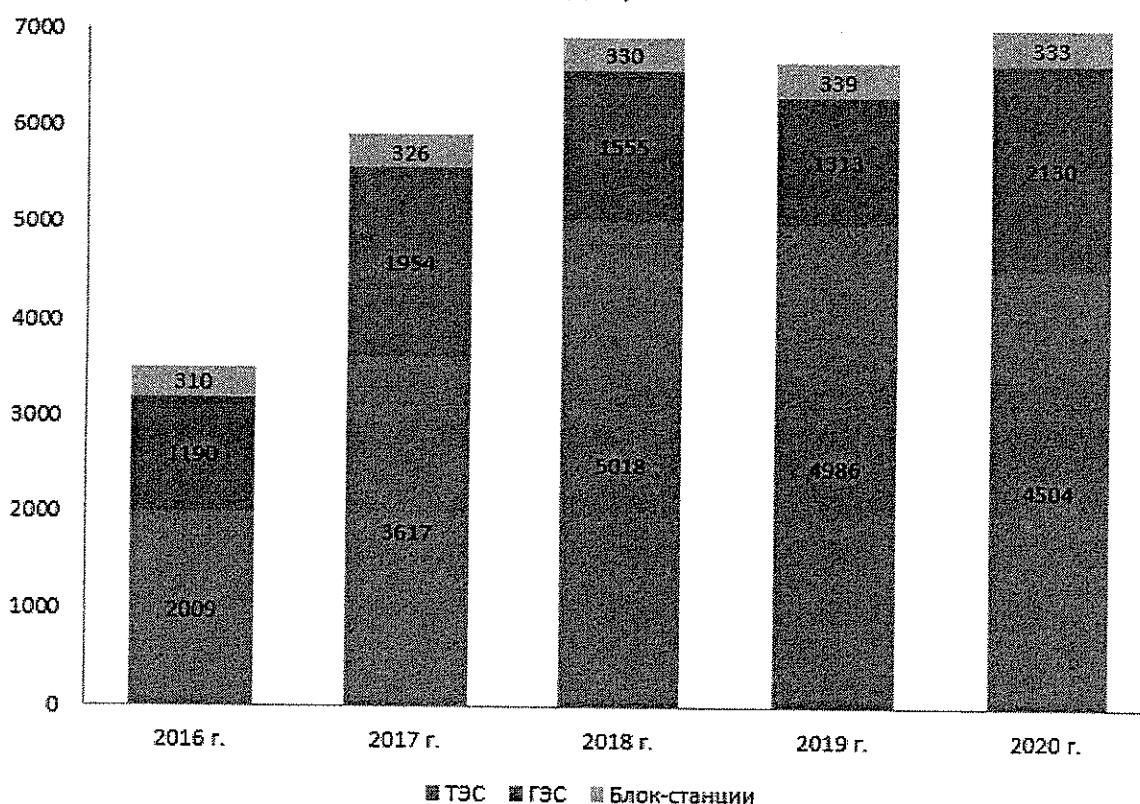
1	2	3	4
	6	ПЛ-20/811-В-900	63,2
Угличская ГЭС			120
	1	К-91-ВБ-900	55
	2	поворотно-лопастная вертикальная турбина Каплана	65
ООО «Хоробровская ГЭС»			
Хоробровская ГЭС			0,16
	1	ОВ16-110МБК	0,08
	2	ОВ16-110МБК	0,08
ПАО «ОДК-Сатурн»			
ТЭЦ			16
	1	Р-6-35/10М-1	6
	2	ГТД-6РМ	6
	3	АР-4-6	4
ГТЭС			12
	1	ГТД-6РМ	6
	2	ГТД-6РМ	6
АО «Ярославский технический углерод имени В.Ю. Орлова»			
ТЭЦ			24
	1	ЕК49/8/14,5	8
	2	ЕК49/8/14,5	8
	3	ТГ-8,0/6,3К2,2	8

9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

Таблица 20

№ п/п	Наименование объекта	Выработка электроэнергии, млн. кВт × ч				
		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
	Всего по энергосистеме в том числе:	3509	5897	6903	6638	6967
1.	ТЭС	2009	3617	5018	4986	4504
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1	268	238	250	213	185
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2	852	812	770	659	668
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3	889	915	943	916	706
1.4.	Ярославская ТЭС	-	1652	3055	3165	2737
1.5.	Тутаевская ПГУ	-	-	-	33	208
2.	ГЭС	1190	1954	1555	1313	2130
2.1.	Рыбинская ГЭС	952	1574	1321	1083	1805
2.2.	Угличская ГЭС	238	380	234	230	325
3.	Блок-станции – всего в том числе:	310	326	330	339	333
3.1.	ПАО «ОДК-Сатурн»	155	175	169	165	167
3.2.	АО «Ярославский технический уг- лерод имени В.Ю. Орлова»	155	151	161	174	166

Структура выработки электроэнергии за отчетный период
2016 – 2020 годов, млн. кВт × ч



10. Динамика потребления топлива на выработку электроэнергии за прошедший пятилетний период с разбивкой по видам топлива

Основным видом топлива электростанций, находящихся на территории Ярославской области, является природный газ, резервными видами топлива являются мазут и уголь.

В настоящее время на объектах ПАО «ТГК-2» отсутствуют проблемы, связанные с состоянием инфраструктуры топливообеспечения и резервированием топлива.

Для исполнения проектных решений и законодательства Российской Федерации в области теплоснабжения и электроэнергетики между ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ» и ПАО «ТГК-2» заключен договор об оказании услуг по резервированию тепловой энергии (мощности). Договор вступил в действие с 01.02.2021 и гарантирует резервирование тепловой мощности путем поддержания оборудования Тенинской водогрейной котельной в состоянии постоянной готовности к выработке тепловой энергии.

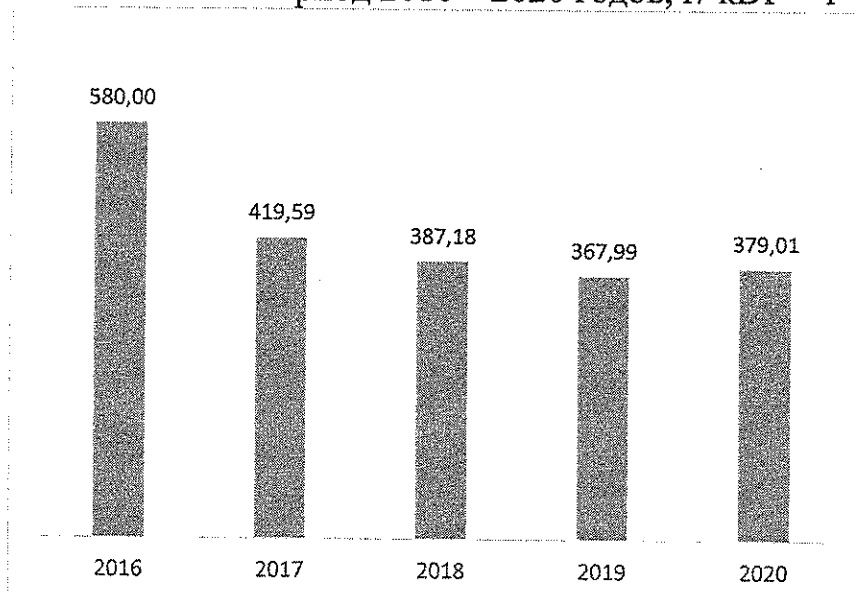
В таблице 21 приведены показатели суммарного расхода и расхода по видам топлива на выработку электрической энергии электростанциями за пятилетний период (выработка электроэнергии ГЭС и блок-станций не учитывалась).

Показатель	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Выработка электроэнергии, млн. кВт × ч	2 008,60	3616,857	5017,37	4996,37	4504,05
Расход газа, тыс. тут	1142,54	1516,8	1934,876	1834,76	1692,946
Расход мазута, тыс. тут	15,79	0,81	1,098	0,103	0,026
Расход угля, тыс. тут	6,652	19,224	6,648	3,748	14,099
Суммарный расход условного топлива на выработку электрической энергии, г/кВт × ч	580,00	419,59	387,18	367,99	379,01
Расход условного топлива (газа) на выработку электрической энергии, г/кВт × ч	568,82	419,37	385,64	367,22	375,87
Расход условного топлива (мазута) на выработку электрической энергии, г/кВт × ч	7,86	0,22	0,22	0,02	0,01
Расход условного топлива (угля) на выработку электрической энергии, г/кВт × ч	3,31	5,32	1,32	0,75	3,13

Суммарный расход условного топлива на выработку электроэнергии соответствует суммарному объему всех видов топлива в условном исчислении, сожженного за отчетный год в энергетических установках электростанций.

Диаграмма 9

Суммарный расход условного топлива на выработку электрической энергии за отчетный период 2016 – 2020 годов, г/кВт × ч



Расход условного топлива (газа) на выработку электрической энергии
за отчетный период 2016 – 2020 годов, г/ кВт × ч

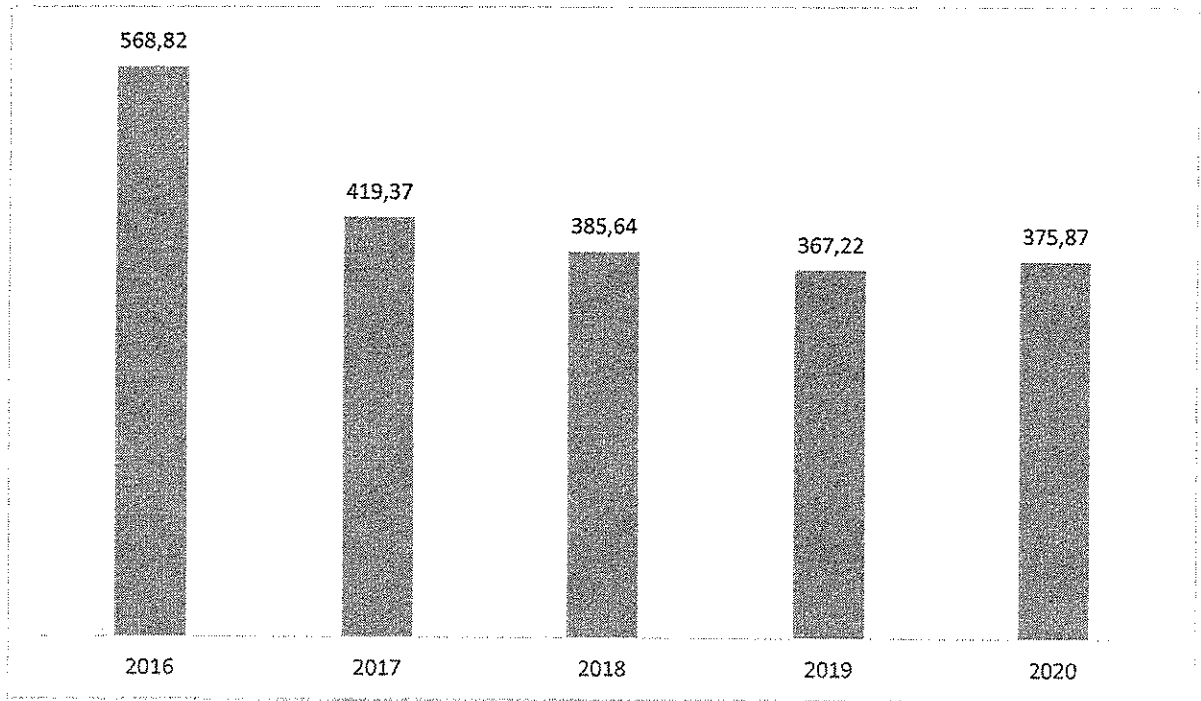
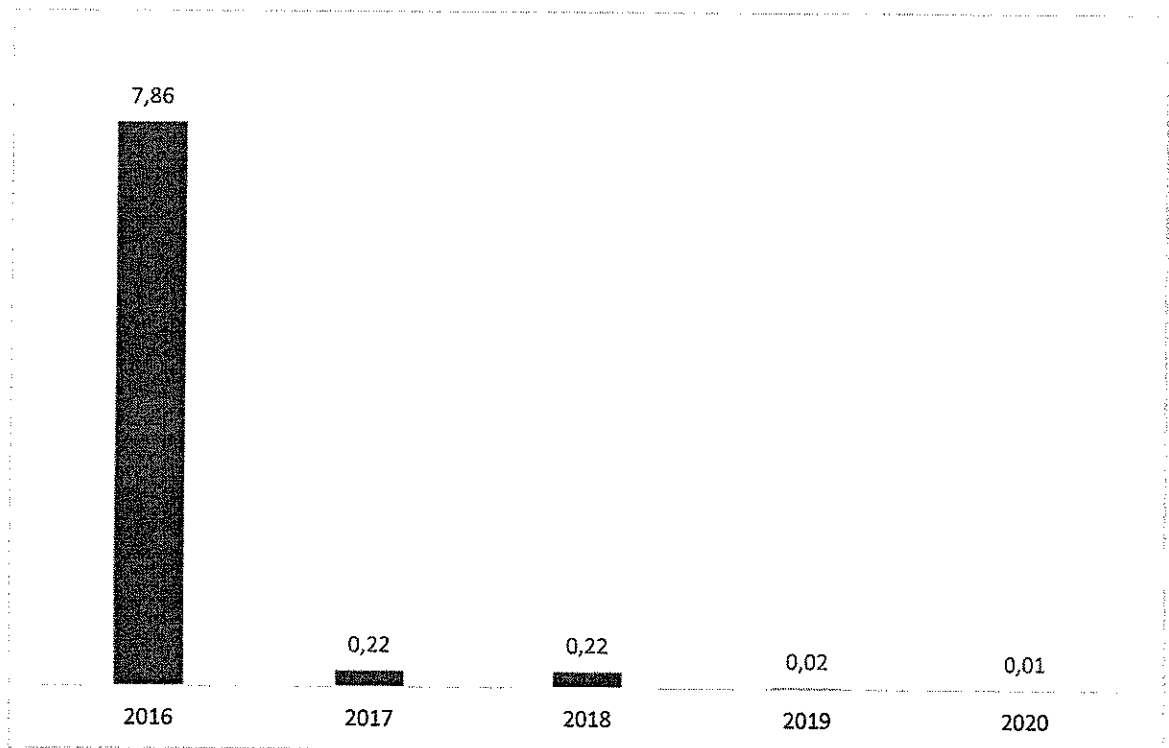
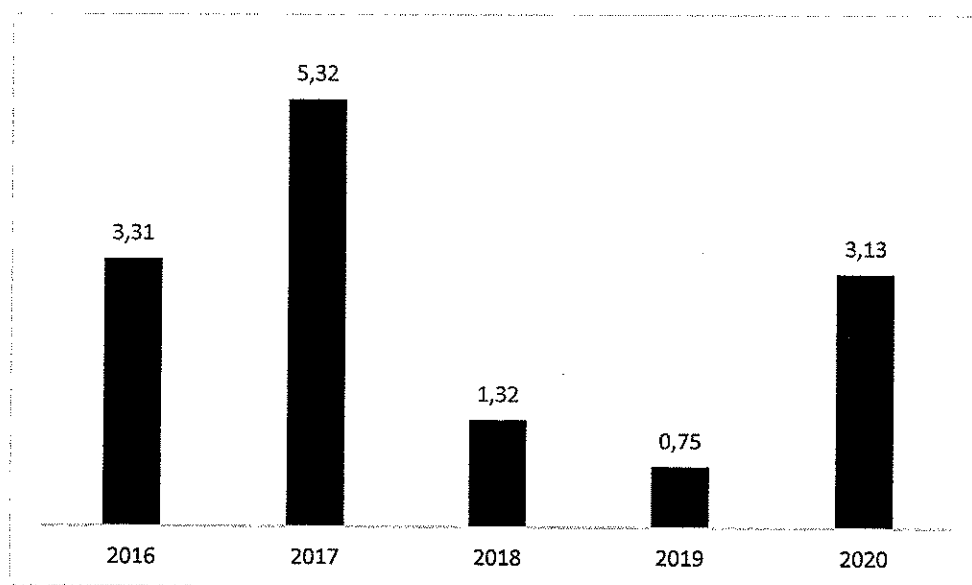


Диаграмма 11

Расход условного топлива (мазута) на выработку электрической энергии
за отчетный период 2016 – 2020 годов, г/ кВт × ч



Расход условного топлива (угля) на выработку электрической энергии за отчетный период 2016 – 2020 годов, г/ кВт × ч



11. Балансы электроэнергии (мощности) за период 2016 – 2020 годов

Баланс электроэнергии в Ярославской области обеспечивается за счет выработки собственной электроэнергии электростанций, ТЭЦ и ГЭС, которая составила в 2020 году 84 процента от объема энергопотребления, и сальдированного перетока электроэнергии по магистральным сетям ПАО «ФСК ЕЭС» от поставщиков оптового рынка электроэнергии и мощности.

Таблица 22

Баланс мощности энергосистемы Ярославской области за 2016 – 2020 годы

Наименование показателя	Единица измерения	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Максимум нагрузки	МВт	1368	1408	1373	1362	1302
Генерация ТЭС	МВт	384	463	941	934	793
Генерация ГЭС	МВт	251	284	273	155	302
Сальдопереток	МВт	733	661	159	273	207

Динамика изменения максимума нагрузки и генерации
за период 2016 – 2020 годов, МВт

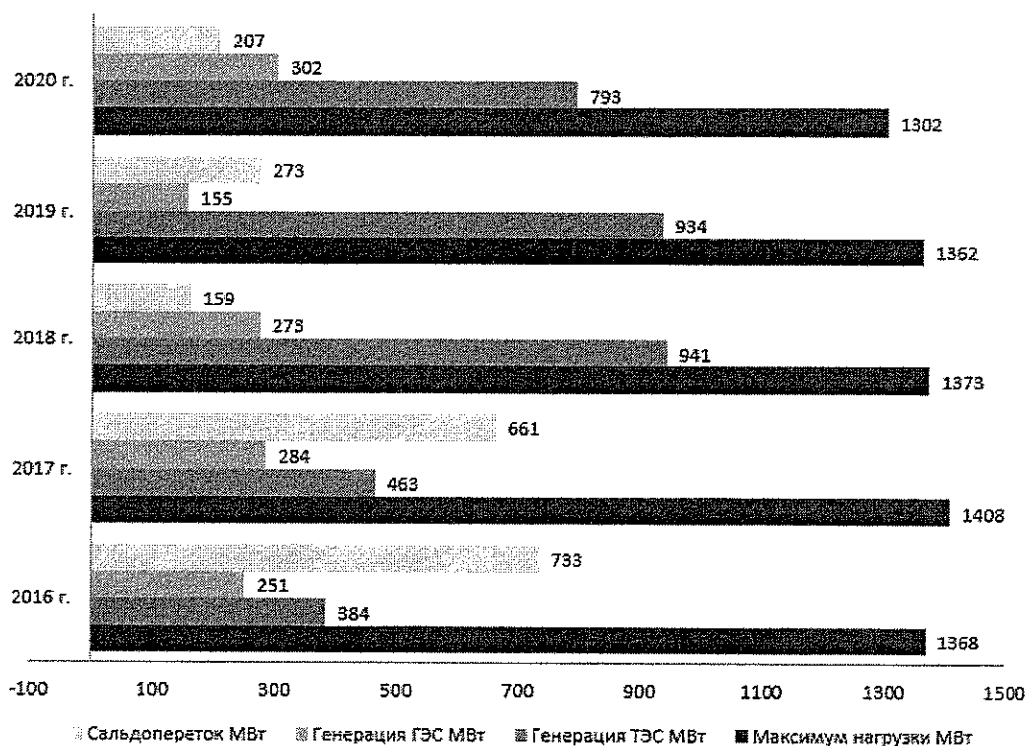


Таблица 23

Баланс электроэнергии энергосистемы Ярославской области
за 2016 – 2020 годы

№ п/п	Наименование показателя	Единица измерения	Фактическое значение				
			2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
1.	Потребление электроэнергии	млн. кВт × ч	8283	8271	8254	8283	8052
2.	Выработка электроэнергии – всего	млн. кВт × ч	3509	5897	6903	6638	6967
	в том числе:						
2.1.	ТЭС (вместе с блок-станциями)	млн. кВт × ч	2319	3943	5348	5325	4837
2.2.	ГЭС	млн. кВт × ч	1190	1954	1555	1313	2130
3.	Сальдопереток	млн. кВт × ч	4774	2374	1351	1645	1085

Энергосистема Ярославской области является дефицитной по мощности и электроэнергии.

12. Основные характеристики системообразующей сети

Основная электрическая сеть энергосистемы Ярославской области сформирована с использованием системы номинального напряжения 110 – 220 кВ.

Системообразующей сетью энергосистемы Ярославской области является сеть 220 кВ. ВЛ 220 кВ, являясь звеньями межсистемных связей, служат для покрытия дефицита мощности энергосистемы Ярославской области, связывают все центры нагрузок между собой и с центрами электроснабжения. На этом напряжении осуществляется связь энергосистемы Ярославской области с другими энергосистемами: Костромской области (ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская», «Мотордеталь – Тверицкая»), г. Москвы и Московской области (ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря I цепь», ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря II цепь»), Владимирской области (ВЛ 220 кВ «Александров – Трубезж»), Вологодской области (ВЛ 220 кВ «Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Зашекснинская», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Ростилово», КВЛ 220 кВ «Пошехонье – Вологда-Южная»), Ивановской области (КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро I цепь», КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро II цепь»).

Электрические сети напряжением 220 кВ используются для выдачи мощности электростанций, питания крупных нагрузочных узлов.

В настоящее время на территории Ярославской области действуют девять ПС 220 кВ: «Ярославская», «Тверицкая», «Венера», «Вега», «Гутаев», «Неро», «Трубезж», «Сатурн», «Пошехонье» – общей установленной мощностью 2167 МВА. Протяженность ЛЭП 220 кВ – 1344,44 километра.

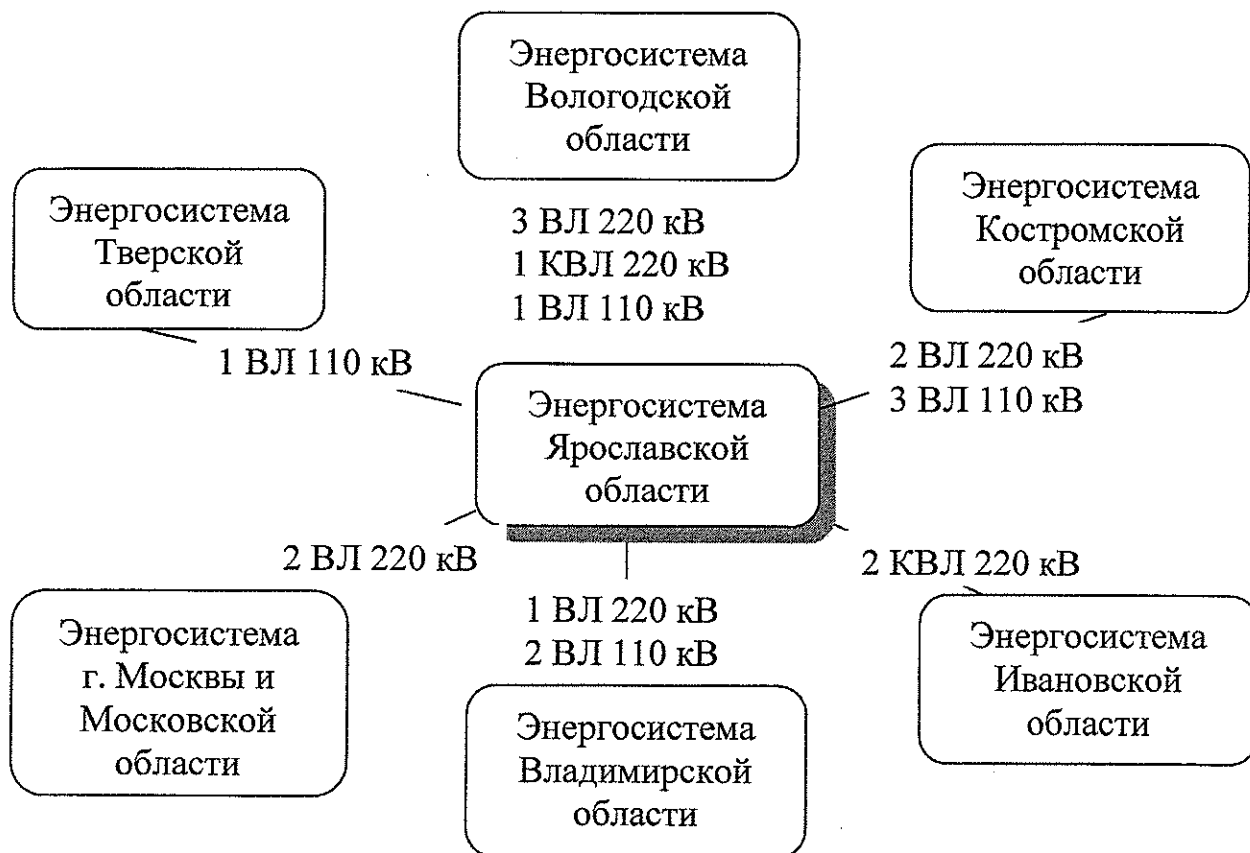
Действующая электрическая сеть 110 кВ энергосистемы выполняет в основном функции распределительной сети, обеспечивает надежное электроснабжение потребителей. На напряжении 110 кВ осуществляется выдача мощности основных электростанций. На этом напряжении также осуществляется связь энергосистемы Ярославской области с другими энергосистемами (Костромской, Владимирской, Тверской, Вологодской областей).

Все находящиеся на территории энергосистемы Ярославской области электросетевые объекты напряжением 220 кВ являются объектами Единой национальной энергетической системы, а их эксплуатация осуществляется филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайским ПМЭС.

В энергосистеме Ярославской области в эксплуатации находятся 88 ПС 110 кВ установленной мощностью 3908 МВА и 138 ПС 35 кВ установленной мощностью 1057 МВА. Протяженность ЛЭП 110 кВ – 1947,34 километра, ЛЭП 35 кВ – 2414,24 километра.

13. Основные внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области

Схема внешних электрических связей Ярославской области



Внешние электрические связи энергосистемы Ярославской области представлены следующим образом:

- с энергосистемой Костромской области:
 - 220 кВ: ВЛ 220 кВ «Костромская ГРЭС – Ярославская», ВЛ 220 кВ «Мотордеталь – Тверицкая»;
 - 110 кВ: ВЛ 110 кВ «Лютово – Нерехта-1», ВЛ 110 кВ «Ярцево – Нерехта-1», ВЛ 110 кВ «Халдеево – Буй»;
- с энергосистемой Ивановской области – 220 кВ: КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро I цепь», КВЛ 220 кВ «Ивановские ПГУ – Неро II цепь»;
- с энергосистемой Владимирской области:
 - 220 кВ: ВЛ 220 кВ «Александров – Трубеш»;
 - 110 кВ: ВЛ 110 кВ «Балакирево – Переславль», ВЛ 110 кВ «Балакирево – Трубеш»;
- с энергосистемой г. Москвы и Московской области – 220 кВ: ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря I цепь», ВЛ 220 кВ «Угличская ГЭС – Заря II цепь»;
- с энергосистемой Тверской области – 110 кВ: ВЛ 110 кВ «Пищалкино – Бежецк с отпайкой на ПС Красный Холм»;
- с энергосистемой Вологодской области:
 - 220 кВ: ВЛ 220 кВ «Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС За-

пекснинская», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская», ВЛ 220 кВ «Пошехонье – Ростилово», КВЛ 220 кВ «Пошехонье – Вологда-Южная»;

110 кВ: ВЛ 110 кВ «Ростилово – Скалино (Тяговая) с отпайкой на ПС «Плоское».

14. Анализ потерь электрической энергии в электрических сетях энергосистемы за отчетный период

Размер фактических потерь электрической энергии в электрических сетях определяется как разница между объемом электрической энергии, переданной в электрическую сеть из других сетей или от производителей электрической энергии, и объемом электрической энергии, которая поставлена по договорам энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)) и потреблена энергопринимающими устройствами, присоединенными к данной электрической сети, а также объемом электрической энергии, которая передана в электрические сети других сетевых организаций.

Сетевые организации обязаны оплачивать стоимость электрической энергии в объеме фактических потерь электрической энергии, возникших в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства.

Потребители услуг, за исключением производителей электрической энергии, обязаны оплачивать в составе тарифа за услуги по передаче электрической энергии нормативные потери, возникающие при передаче электрической энергии по сети сетевой организацией, с которой соответствующими лицами заключен договор.

Нормативы потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям утверждаются федеральным органом исполнительной власти. Нормативы потерь электрической энергии в электрических сетях устанавливаются в отношении совокупности линий электропередачи и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих соответствующей сетевой организации.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям на регулируемый период рассчитываются как в целом, так и с разбивкой по уровням напряжения:

- на высоком напряжении 110 кВ и выше;
- на среднем первом напряжении 27,5 – 60 кВ;
- на среднем втором напряжении 1 – 20 кВ;
- на низком напряжении 0,4 кВ и ниже.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования, с учетом расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Технические потери электроэнергии в электрических сетях, возникаю-

щие при передаче электроэнергии по электрическим сетям, состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки), – условно-постоянных потерь и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки), – нагрузочных (переменных) потерь.

Данные о величине фактических потерь электрической энергии в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» приведены в таблице 24.

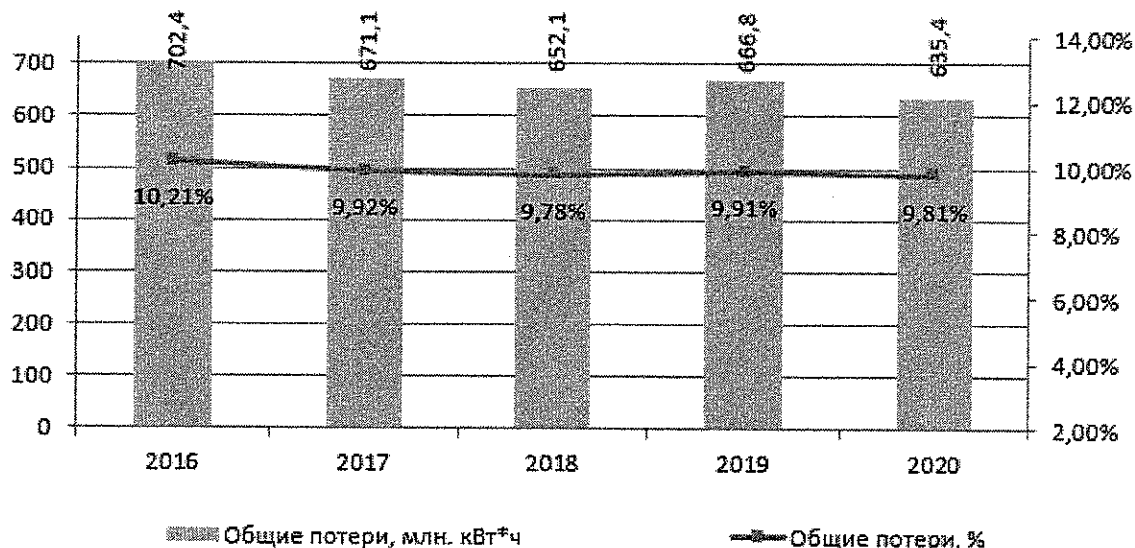
Таблица 24

Фактические показатели баланса электрической энергии в границах филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в период 2016 – 2020 годов

№ п/п	Наименование показателя	Годы				
		2016	2017	2018	2019	2020
1.	Отпуск электроэнергии в сеть, млн. кВт × ч	6877,4	6 767,1	6 666,9	6 730,1	6 479,9
2.	Потери электроэнергии, млн. кВт × ч	702,4	671,1	652,1	666,8	635,4
3.	Потери электроэнергии, %	10,21	9,92	9,78	9,91	9,81

Диаграмма 14

Динамика потерь электроэнергии в абсолютной и относительной величинах за последние 5 лет



Снижение фактических потерь электроэнергии за 2020 год по сравнению с 2019 годом в сопоставимых условиях составило 0,10 процента (6,64 млн. кВт × ч), что обусловлено изменением физических процессов, происходящих при передаче электроэнергии (снижение нагрузочных потерь), а также комплексом организационных мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии.

III. Особенности и проблемы текущего состояния электроэнергетики на территории Ярославской области

1. Основные проблемы энергосистемы Ярославской области в настоящее время:

- физическое и моральное старение оборудования ПС и ЛЭП;
- физическое и моральное старение оборудования электростанций;
- недостаточная пропускная способность распределительных электрических сетей, приводящая к снижению надежности электроснабжения потребителей.

2. Характеристика состояния энергосистем региона.

Наиболее загруженными из межсистемных связей являются ВЛ 220 кВ «Александров – Трубеж», «Костромская ГРЭС – Ярославская», «Мотордеталь – Тверицкая», «Угличская ГЭС – Заря I цепь», «Угличская ГЭС – Заря II цепь», по которым осуществляется транзит мощности из энергосистемы Костромской области в энергосистему г. Москвы и Московской области и в энергосистему Владимирской области.

Наиболее загруженные ВЛ 110 кВ: «ТЭЦ-2 – Тутаев I цепь с отпайками», «ТЭЦ-2 – Тутаев II цепь с отпайками», «ТЭЦ-3 – Ярославская». Загрузка ВЛ 110 кВ в настоящее время не превышает допустимых значений в нормальной схеме.

Значительная доля ВЛ 110 кВ (58 процентов) имеет срок эксплуатации более 40 лет и подлежит полной или частичной реконструкции и восстановлению с заменой опор и проводов.

Как показали результаты анализа оборудования ВЛ 110 кВ, темпы старения оборудования ВЛ 110 кВ и выше превышают темпы вывода его из эксплуатации и замены. В сетях 220 кВ в настоящее время 63 процента ВЛ имеют срок эксплуатации свыше 40 лет, 73 процента автотрансформаторов 220 кВ имеют срок эксплуатации более 25 лет. В сети 110 кВ 65 процентов трансформаторов имеют срок эксплуатации более 25 лет.

С целью уменьшения количества ПС, имеющих ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности, филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2020 году выполнены мероприятия по замене силового трансформатора Т-2 (10 МВА на 16 МВА) на ПС 110 кВ «Залесье».

Анализ результатов замера максимума нагрузки за 2018 – 2020 годы показал, что отдельные ПС имеют ограниченную возможность технологического присоединения в связи с недопустимой перегрузкой, которая возникает у одного из трансформаторов при отключении второго.

Определение резерва или дефицита мощности центра питания проводится с учетом возможности перевода нагрузки на другие центры питания в аварийных режимах.

Уточненный перечень центров питания с ограничениями технологического присоединения дополнительной мощности на 01.01.2021 приведен в таблице 25 (без учета действующих договоров на технологическое присо-

единение потребителей).

Таблица 25

ПС, имеющие ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности (с учетом перераспределения нагрузки на другие центры питания)

№ п/п	Наименование объекта центра питания, класс напряжения	Мощность перегружаемого трансформатора	Максимальная нагрузка, МВА	Дата и время замера	Коэффициент загрузки трансформаторов ВН/НН, о.е.	Величина перераспределяемой мощности, МВА
1	2	3	4	5	6	7
1.	ПС 110 кВ «Кинопленька»	10	12,35	24.01.2019 12:00	1,23	
2.	ПС 110 кВ «Перелавль»	25	36,28	18.01.2021 9:00	1,45	
3.	ПС 110 кВ «Толга»	15	26,1	16.12.2020 10:00	1,74	
4.	ПС 35 кВ «Дорожаево»	2,5	3,69	17.01.2021 19:00	1,48	
5.	ПС 35 кВ «Моделово-2»	2 × 10	11,4	16.12.2020 12:00	1,14	
6.	ПС 35 кВ «Сараево»	1,6	2,36	16.12.2020 19:00	1,48	
7.	ПС 35 кВ «Соломидино»	2,5	3,07	18.01.2021 10:00	1,23	

3. Мероприятия, проведение которых обусловлено необходимостью организации устойчивой работы энергетических систем.

В области развития распределительных сетей необходима реализация мероприятий по реконструкции и развитию электрических сетей, предусмотренных Схемой развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2022 – 2026 годы, приведенной в приложении 1 к Программе, в том числе замена существующих трансформаторов на более мощные.

IV. Основные направления развития электроэнергетики Ярославской области

1. Цели и задачи развития электроэнергетики Ярославской области

Анализ ситуации, сложившейся в топливно-энергетическом комплексе Ярославской области, выявил проблемы в энергообеспечении. Данные проблемы вызваны рядом причин, влияющих на обеспечение устойчивого энергоснабжения и оказывающих негативное воздействие на развитие экономики Ярославской области. К ним относятся остающийся дефицит электрической

мощности, ограничение пропускной способности распределительных электрических сетей, что приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей, а также высокий износ электросетевого и энергетического оборудования топливно-энергетического комплекса Ярославской области.

В соответствии со Стратегией социально-экономического развития Ярославской области до 2025 года намечен и успешно реализуется комплекс мероприятий, направленных на развитие топливно-энергетического комплекса Ярославской области.

В качестве приоритетного направления следует выделить развитие системы электроснабжения, которое включает в себя реализацию задач развития электросетевого комплекса и генерации электрической энергии и мощности на территории области.

Реализация Программы в части развития электросетевого комплекса предполагает капитальное строительство и реконструкцию с увеличением пропускной способности распределительных сетей, установленных трансформаторных мощностей ПС, что позволит повысить надежность электроснабжения как вновь создаваемых или расширяющихся производственных объектов развивающихся предприятий, так и всех потребителей в целом.

В настоящее время основными стратегическими задачами, позволяющими решить проблемы Ярославской области в сфере энергетики, являются строительство, реконструкция, техническое перевооружение технологической инфраструктуры энергетики, в том числе:

- строительство одной ПС 110 кВ с приростом установленной мощности 50 МВА;
- проведение модернизации и реконструкции действующих ПС 110 кВ с суммарным приростом установленной мощности 46 МВА;
- строительство ЛЭП 110 кВ общей протяженностью 8 километров;
- реконструкция ЛЭП 110 кВ общей протяженностью 4,03 километра;
- реконструкция действующего генерирующего оборудования на Рыбинской ГЭС с модернизацией 5Г (увеличение установленной мощности с 55 МВт до 65 МВт) в 2022 году.

Перечень мероприятий по строительству/ реконструкции объектов электроэнергетики 35 кВ и выше в энергосистеме Ярославской области приведен в приложении 2 к Программе.

2. Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области

Прогноз спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области, сформированный на основании данных системного оператора, с учетом прогнозных балансов по Единой национальной энергетической системе, с учетом имеющихся данных по итогам 2020 года, приведен в таблице 26.

Таблица 26

Наименование показателя	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Электропотребление, млн. кВт × ч	8052	8178	8280	8298	8338	8336	8356
годовой темп прироста, процентов		1,6	1,2	0,2	0,5	0,0	0,2
Максимальная мощность, МВт	1302	1371	1388	1391	1394	1398	1401
годовой темп прироста, процентов		5,3	1,2	0,2	0,2	0,3	0,2

При разработке прогноза спроса на электроэнергию и мощность на территории Ярославской области учитывалось проведение электросетевыми организациями и потребителями мероприятий по повышению эффективности использования электроэнергии.

3. Детализация электропотребления по основным энергорайонам энергосистемы Ярославской области

Прогноз потребления мощности с разбивкой по основным энергорайонам Ярославской области, с учетом имеющихся данных по итогам 2020 года, представлен в таблице 27.

Таблица 27

Наименование энергорайона	Единица измерения	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Ярославский энергорайон	МВт	807	853	865	867	868	871	873
	процентов	62	62,2	62,3	62,3	62,3	62,3	62,3
Рыбинский энергорайон	МВт	273	285	286	284	284	285	286
	процентов	21	20,8	20,6	20,4	20,4	20,4	20,4
Ростовский энергорайон	МВт	222	233	237	240	242	242	242
	процентов	17	17	17,1	17,3	17,3	17,3	17,3
Всего по энергосистеме	МВт	1302	1371	1388	1391	1394	1398	1401

4. Перечень планируемых к строительству и выводу из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях Ярославской области

В энергосистеме Ярославской области в период до 2026 года, разрабатываемой в соответствии с СиПР ЕЭС России, ввод нового генерирующего оборудования не запланирован.

В настоящее время выполняется реконструкция Рыбинской ГЭС, предусматривающая:

- установку двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2 × 63 МВА (введены в 2013 году);
- замену групп 1Т (выполнено в 2014 году) и 2Т (выполнено в 2015 го-

ду) однофазных трансформаторов 220/13,8 кВ мощностью 3×46 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов 1Г, 2Г, 3Г, 4Г;

- замену существующих групп 3Г и 4Г однофазных трансформаторов 220/110/13,8 кВ мощностью 3×23 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов 5Г, 6Г (выполнено в 2016 году);

- реконструкцию гидроагрегатов мощностью 55 МВт с увеличением мощности до 65 МВт, в том числе:

2Г – реконструирован в 2014 году;

1Г – реконструирован в 2018 году;

3Г – реконструирован в 2020 году;

5Г – окончание реконструкции в 2022 году.

Увеличение генерирующей мощности на Рыбинской ГЭС к 2026 году по отношению к 2020 году составит 10 МВт.

В 2017 году введена в эксплуатацию Ярославская ТЭС установленной мощностью 463,9 МВт.

В 2020 году введена в эксплуатацию Тутаевская ПГУ установленной мощностью 44,929 МВт.

На 01.01.2020 на Ярославской ТЭЦ-1 выведены из эксплуатации турбогенераторы ТГ4 и ТГ6 установленной мощностью 25 МВт и 6 МВт соответственно. Выполнена перемаркировка турбогенераторов ТГ3 с 25 МВт на 14,3 МВт, ТГ7 с 25 МВт на 10,3 МВт.

В настоящее время в соответствии с пунктом 28.2 раздела IV Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики», департаментом жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и регулирования тарифов Ярославской области проводится работа по созданию комиссии по проведению отбора проектов строительства генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и определению порядка работы указанной комиссии на 5-летний период. По результатам подготовки нормативно-правового акта будет организована работа по отбору проектов строительства генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на 2023 год с соответствующим включением указанных проектов в Программу развития электроэнергетики Ярославской области на соответствующий период.

В таблице 28 приведены сводные данные о вводе и демонтаже генерирующего оборудования согласно СиПР ЕЭС России.

Таблица 28

Наименование мероприятия	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования		10					10
Демонтаж генерирующего оборудования							
Прирост генерирующего оборудования		10					10

Всего в период 2021 – 2026 годов увеличение установленной мощности в соответствии со СиПР ЕЭС России составит 10 МВт.

5. Прогнозный баланс производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы Ярославской области

В таблице 29 приведен прогнозный баланс электроэнергии и мощности энергосистемы Ярославской области на период 2021 – 2026 годов, разработанный на основе прогнозных данных системного оператора (согласно СиПР ЕЭС России).

Таблица 29

Энергосистема Ярославской области	2020 г. (факт)	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
Потребность (электропотребление), млн. кВт × ч	8052	8178	8280	8298	8338	8336	8356
Сальдопереток	1085	2215	1210	1017	1104	666	1063
Покрытие (производство электроэнергии)	6967	5963	7070	7281	7234	7670	7293
в том числе:							
атомные электрические станции							
ГЭС	2130	1223	1186	1186	1186	1186	1186
ТЭС	4837	4740	5884	6095	6048	6484	6107
возобновляемые источники энергии							
Потребность (собственный макси-	1302	1371	1388	1391	1394	1398	1401

1	2	3	4	5	6	7	8
мум), МВт							
Покрытие (установ- ленная мощность)	1587	1587	1597	1597	1597	1597	1597
в том числе:							
атомные электриче- ские станции							
ГЭС	496,6	496,6	506,6	506,6	506,6	506,6	506,6
ТЭС	1090,4	1090,4	1090,4	1090,4	1090,4	1090,4	1090,4
возобновляемые ис- точники энергии							

6. Развитие электросетевого комплекса Ярославской области

6.1. Необходимость строительства новых электросетевых объектов, а также объемы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены исходя из уровней потребления электроэнергии и мощности, принятых в Схеме развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2022 – 2026 годы, приведенной в приложении 1 к Программе.

Формирование перспективной схемы электрических сетей энергосистемы Ярославской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелены:

- на повышение пропускной способности сетей;
- на повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;
- на создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы.

Значительный объем строительства новых электросетевых объектов, предусмотренных Схемой развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2022 – 2026 годы, приведенной в приложении 1 к Программе, приходится на реконструкцию и восстановление ВЛ и ПС, отработавших нормативные сроки и по своему техническому состоянию ограниченно пригодных для дальнейшей эксплуатации.

Комплекс мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электрических сетей следует осуществлять путем совершенствования схем электроснабжения, внедрения прогрессивных технических решений, новых конструкций и оборудования, то есть создания сетей нового поколения, отвечающих экономико-экологическим требованиям и современному техническому уровню распределения энергии в соответствии с требованиями потребителей.

Планируемые сводные показатели объемов строительства новых электросетевых объектов, технического перевооружения и реконструкции объектов напряжением 35 – 220 кВ на период 2022 – 2026 годов на основании балансов электрической мощности, представленных в соответствии со СиПР ЕЭС Рос-

сии, приведены в таблице 30.

Таблица 30

№ п/п	Класс напряжения, наименование показателя	2021 – 2026 годы	
		ВЛ, км	ПС, ед./МВА
1.	220 кВ в том числе:		
1.1.	Новое строительство		
1.2.	Техническое перевооружение и реконструкция		
2.	110 кВ в том числе:	12,03	6 / 96
2.1.	Новое строительство	8	1 / 50
2.2.	Техническое перевооружение и реконструкция	4,03	5 / 46
3.	35 кВ в том числе:		4 / 12,9
3.1.	Новое строительство		
3.2.	Техническое перевооружение и реконструкция		4 / 12,9
	Итого	12,03	10 / 108,9

Перечень основных мероприятий по строительству, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов Ярославской области в 2021 – 2026 годах, связанных с развитием электрической сети, определен на основании балансов электрической мощности согласно СиПР ЕЭС России (балансы приведены в таблице 29), представлен в таблице 31.

Таблица 31

Перечень основных мероприятий по строительству, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов в 2021 – 2026 годах, связанных с развитием электрической сети

№ п/п	Наименование мероприятия	Проектная мощность		Сроки строительства		Обоснование
		МВА	км	год начала	год окончания	
1	2	3	4	5	6	7
I. Новое строительство						
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»						
	Строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ «Неро – Ярославская с отпайками», ВЛ 110 кВ «Тишино – Ярослав-		8	2021	2021	технологическое присоединение (договор от 02.06.2016 № 40767108/ТП-16 МВт ОАО «РЖД»)

1	2	3	4	5	6	7
	ская с отпайкой на ПС Коромыслово» до тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»					
2. ОАО «РЖД»						
	Строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	2 × 25		2021	2021	увеличение пропускной способности железной дороги на участке Ярославль – Ростов (технологическое присоединение, договор от 02.06.2016 № 40767108/ТП-16)
II. Техническое перевооружение и реконструкция						
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»						
1.1.	Реконструкция ПС 110 кВ «Кинопленька» с заменой трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА	1 × 16		2027	2027	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.2.	Реконструкция ПС 110 кВ «Переславль» с заменой трансформаторов 2 × 25 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА	2 × 40		2026	2027	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.3.	Реконструкция ПС 35 кВ «Дорожаево» с заменой трансформаторов 2 × 2,5 МВА на трансформаторы 2 × 4 МВА (перемещение трансформаторов с ПС 35 кВ «Семибратово» и ПС 35 кВ «Борок»)	2 × 4		2024	2025	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.4.	Реконструкция ПС 35 кВ «Моделово-2» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 16 МВА	2 × 16		2027	2027	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
1.5.	Реконструкция ПС 35 кВ «Сараево» с заменой трансформатора Т-2 1,6 МВА на трансформатор 2,5 МВА	2,5		2021	2021	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зим-

1	2	3	4	5	6	7
						них максимальных нагрузок
1.6.	Реконструкция ПС 35 кВ «Соломидино» с заменой трансформатора 2,5 МВА на трансформатор 4 МВА (перемещение трансформатора с ПС 35 кВ «Семибратово»)	4		2025	2026	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок
2. ООО «Ярославль Энергосети»						
	Реконструкция ПС 110 кВ «Толга» с заменой трансформатора Т-2 15 МВА на 25 МВА	1 × 25		2023	2023	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок

Перечень основных мероприятий по строительству, перевооружению и реконструкции электросетевых объектов Ярославской области в 2021 – 2026 годах, не связанных с развитием электрической сети, представлен в таблице 32.

Таблица 32

Перечень основных мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции электросетевых объектов в 2021 – 2026 годах, не связанных с развитием электрической сети

№ п/п	Наименование мероприятия	Проектная мощность		Сроки строительства		Обоснование
		МВА	км	год начала	год окончания	
1	2	3	4	5	6	7
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»						
1.	Реконструкция ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»), ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная») без увеличения пропускной способности		4,03	2022	2022	техническое состояние (акт от 22.06.2018 № 1)
2.	Реконструкция	2 × 10		2021,	2022,	техническое состояние

1	2	3	4	5	6	7
	ПС 110кВ «Устье» с заменой трансформаторов 2 × 10 на 2 × 10 МВА по техническому состоянию (в 2 этапа)			2025	2026	(дефектные акты от 14.03.2016 № 1 и № 2)
3.	Внедрение технологической цифровой ПС при реконструкции ПС 110 кВ «Аббакумцево»			2021	2022	переход к использованию цифровых ПС класса напряжения 35 – 110кВ и масштабное внедрение таких ПС
ОАО «РЖД»						
	Реконструкция ПС 110 кВ «Скалино» с заменой трансформаторов 2 × 40 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА по техническому состоянию	2 × 40		2022	2026	техническое состояние (перечень мероприятий, направленных на повышение надежности и наблюдаемости внешнего электроснабжения тяговых подстанций ОАО «РЖД» в 2018 – 2025 годах, от 20.02.2018)

Перечень мероприятий филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» по замене выключателей и грозотроса ВЛ, связанных с техническим состоянием оборудования, с учетом корректировки мероприятий на 2021 год представлен в таблице 33.

Таблица 33

Перечень мероприятий филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»
по замене выключателей и грозотроса ВЛ

№ п/п	Наименование объекта	Сроки реконструкции		Количество, ед./ протяженность, км	Обоснование
		год начала	год окончания		
I. Замена выключателей					
	ЭГВ 110 кВ ПС 110 кВ «Ростов»	2025	2026	7	техническое состояние
II. Замена грозотроса ВЛ					
1.	ВЛ 110 кВ «Нильская-1», ВЛ 110 кВ «Нильская-2»	2025	2026	4,23	техническое состояние
2.	ВЛ 110 кВ «Щербаковская-1», ВЛ 110 кВ «Щербаковская-2»	2025	2026	2,997	техническое состояние
3.	ВЛ 110 кВ «Газовая-1», ВЛ 110 кВ «Газовая-2»	2025	2026	7,896	техническое состояние

Обоснования реконструкции электросетевых объектов энергосистемы

Ярославской области, представленных в таблицах 31 и 32, приведены в пунктах 6.2 – 6.12 данного подраздела.

6.2. Строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» (в соответствии с подразделами 1, 2 раздела I таблицы 31).

Необходимость строительства ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» вызвана потребностью в увеличении пропускной способности железной дороги на участке Ярославль – Ростов.

В соответствии с техническими условиями предусматривается:

- строительство новой двухтрансформаторной тяговой ПС 110 кВ в районе поселка Козьмодемьянск (установленная мощность трансформаторов составляет 2×25 МВА);

- строительство новой двухцепной отпайки ВЛ 110 кВ ориентировочной длиной 8 километров от опор № 186 и № 187 ВЛ 110 кВ «Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1») и ВЛ 110 кВ «Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская») до линейного портала ОРУ 110 кВ вновь сооружаемой тяговой ПС 110 кВ.

6.3. Реконструкция ПС 110 кВ «Киноплёнка» с заменой трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА (в соответствии с подразделом 1 раздела II таблицы 31).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 «Киноплёнка» по итогам замеров, проведенных 24.01.2019, составила 12,35 МВА (максимальное значение за последние три года).

Характеристики трансформатора Т-1: ТДН-16000/110/6, год ввода в эксплуатацию – 1971 (срок эксплуатации 49 лет), индекс технического состояния функциональных узлов – 88 (определен в соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81).

Характеристики трансформатора Т-2: ТМН-10000/110/6, год ввода в эксплуатацию – 1965 (срок эксплуатации 55 лет), индекс технического состояния функциональных узлов – 100 (определен в соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81).

В соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81 длительно допустимая нагрузка Т-1 – 112 процентов, Т-2 – 112 процентов, аварийно допустимая перегрузка Т-1 – 115 процентов, Т-2 – 130 процентов (допустимая перегрузка определена для температуры + 5 методом линейной интерполяции и для продолжительности работы в течение 24 часов в связи с отсутствием возможности спрогнозировать время, необходимое на устранение фактического повреждения).

Перегрузка оставшегося в работе трансформатора Т-2 в случае аварийного отключения Т-1 составляет 123 процента, что превышает длительно допустимую нагрузку. Возможность перевода части нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Таким образом, необходима замена Т-2 ПС 110 кВ «Киноплёнка» на трансформатор большей мощности.

Определение номинальной мощности нового трансформатора.

Суммарная активная нагрузка новых потребителей, подключаемых к

подстанции в соответствии с техническими условиями технологического присоединения с учетом коэффициентов реализации, – 0 МВт. Мощность нового трансформатора рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{расч.}}^{\text{тр}} = \frac{P_{\text{мах}}^{\text{факт}} + \sum(P_{\text{ту}} \cdot K_p) + P_{\text{доп}} - P_{\text{с.р.}}}{K_m \cdot K_{\text{доп}}} = \frac{11,662 + 0 + 0 - 0}{0,9 \cdot 1,25} = 10,4 \text{ МВА.}$$

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА.

6.4. Реконструкция ПС 110 кВ «Переславль» с заменой трансформаторов 2 × 25 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА (в соответствии с пунктом 1.2 подраздела 1 раздела II таблицы 31).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 «Переславль» по итогам замеров, проведенных 18.01.2021, составила 36,28 МВА.

Характеристики трансформатора Т-1: ТДТН-25000/110/35/6, год ввода в эксплуатацию – 1977 (срок эксплуатации 43 года), индекс технического состояния функциональных узлов – 88 (определен в соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81).

Характеристики трансформатора Т-2: ТДТН-25000/110/35/6, год ввода в эксплуатацию – 2003 (срок эксплуатации 17 лет), индекс технического состояния функциональных узлов – 100 (определен в соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81).

В соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81 длительно допустимая нагрузка Т-1 – 112 процентов, Т-2 – 125 процентов, аварийно допустимая перегрузка Т-1 – 115 процентов, Т-2 – 135 процентов (допустимая перегрузка определена для температуры + 5 методом линейной интерполяции и для продолжительности работы в течение 24 часов в связи с отсутствием возможности спрогнозировать время, необходимое на устранение фактического повреждения).

Перегрузка оставшегося в работе трансформатора в случае аварийного отключения другого составляет 145 процентов, что превышает длительно допустимую нагрузку и аварийно допустимую перегрузку. Возможность перевода части нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Таким образом, необходима замена Т-1 и Т-2 ПС 110 кВ «Переславль» на трансформаторы большей мощности.

Определение номинальной мощности нового трансформатора.

Суммарная активная нагрузка новых потребителей, подключаемых к подстанции в соответствии с техническими условиями технологического присоединения с учетом коэффициентов реализации, – 0,48 МВт. Мощность нового трансформатора рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{расч.}}^{\text{тр}} = \frac{P_{\text{мах}}^{\text{факт}} + \sum(P_{\text{ту}} \cdot K_p) + P_{\text{доп}} - P_{\text{с.р.}}}{K_m \cdot K_{\text{доп}}} = \frac{32,65 + 0,48 + 0 - 0}{0,9 \cdot 1,25} = 29,5 \text{ МВА.}$$

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 25 МВА на трансформаторы 40 МВА.

6.5. Реконструкция ПС 110 кВ «Толга» с заменой трансформатора Т-2 15 МВА на трансформатор 25 МВА (в соответствии с пунктом 2.1 подраздела 2 раздела II таблицы 31).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 110 «Толга» по итогам замеров, проведенных 16.12.2020, составила 26,1 МВА.

Характеристики трансформатора Т-1: ТДТН-25000/110/35/6, год ввода в эксплуатацию – 1976 (срок эксплуатации 44 года), индекс технического состояния функциональных узлов – 100 (определен в соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81).

Характеристики трансформатора Т-2: ТДТНГ-15000/110/35/6, год ввода в эксплуатацию – 1963 (срок эксплуатации 57 лет), индекс технического состояния функциональных узлов – 100 (определен в соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81).

В соответствии с приказом Минэнерго России от 8 февраля 2019 г. № 81 длительно допустимая нагрузка Т-1 – 112 процентов, Т-2 – 112 процентов, аварийно допустимая перегрузка Т-1 – 115 процентов, Т-2 – 115 процентов (допустимая перегрузка определена для температуры +5 методом линейной интерполяции и для продолжительности работы в течение 24 часов в связи с отсутствием возможности спрогнозировать время, необходимое на устранение фактического повреждения).

Перегрузка трансформатора Т-2 в случае аварийного отключения Т-1 составляет 174 процента, что превышает длительно допустимую нагрузку и аварийно допустимую перегрузку. Возможность перевода части нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Таким образом, необходима замена Т-2 ПС 110 кВ «Толга» на трансформатор большей мощности.

Определение номинальной мощности нового трансформатора.

Суммарная активная нагрузка новых потребителей, подключаемых к подстанции в соответствии с техническими условиями технологического присоединения с учетом коэффициентов реализации, – 0,545 МВт. Мощность нового трансформатора рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{расч.тр}} = \frac{P_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum(P_{\text{ту}} \cdot K_p) + P_{\text{доп}} - P_{\text{ср.}}}{K_M \cdot K_{\text{доп}}} = \frac{23,5 + 0,545 + 0 - 0}{0,9 \cdot 1,25} = 21,4 \text{ МВА.}$$

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформатора Т-2 15 МВА на трансформатор 25 МВА.

6.6. Реконструкция ПС 35 кВ «Дорожаево» с заменой трансформаторов 2 × 2,5 МВА на трансформаторы 2 × 4 МВА (перемещение трансформаторов с ПС 35 кВ «Семибратово» и ПС 35 кВ «Борок») (в соответствии с пунктом 1.3 подраздела 1 раздела II таблицы 31).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 «Дорожаево» по итогам замеров, проведенных 17.01.2021, составила 3,69 МВА.

Перегрузка оставшегося в работе трансформатора в случае аварийного отключения другого составляет 148 процентов, что превышает длительно до-

пустимую нагрузку и аварийно допустимую перегрузку. Возможность перевода части нагрузки на другие центры питания отсутствует.

В связи с вышеизложенным, необходима замена Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ «Дорожаево» на трансформаторы большей мощности.

Проектом реконструкции ПС предусматривается перемещение трансформатора Т-1 4 МВА с ПС 35 кВ «Семибратово» и Т-2 4 МВА с ПС 35 кВ «Борок».

6.7. Реконструкция ПС 35 кВ «Моделово-2» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на трансформаторы 2×16 МВА (в соответствии с пунктом 1.4 подраздела 1 раздела II таблицы 31).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 «Моделово-2» по итогам замеров, проведенных 16.12.2020, составила 11,4 МВА.

Перегрузка оставшегося в работе трансформатора в случае аварийного отключения другого составляет 114 процентов, что превышает длительно допустимую нагрузку и аварийно допустимую перегрузку. Возможность перевода части нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Таким образом, необходима замена Т-1 и Т-2 ПС 35 кВ «Моделово-2» на трансформаторы большей мощности.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформаторов Т-1 и Т-2 10 МВА на трансформаторы 16 МВА.

6.8. Реконструкция ПС 35 кВ «Сараево» с заменой трансформатора Т-2 1,6 МВА на трансформатор 2,5 МВА (в соответствии с пунктом 1.5 подраздела 1 раздела II таблицы 31).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 «Сараево» по итогам замеров, проведенных 16.12.2020, составила 2,36 МВА.

Перегрузка трансформатора Т-2 в случае аварийного отключения Т-1 составляет 148 процентов, что превышает длительно допустимую нагрузку и аварийно допустимую перегрузку. Возможность перевода части нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Таким образом, необходима замена Т-2 ПС 35 кВ «Сараево» на трансформатор большей мощности.

Проектом реконструкции ПС предусматривается замена трансформатора Т-2 1,6 МВА на трансформатор 2,5 МВА.

6.9. Реконструкция ПС 35 кВ «Соломидино» с заменой трансформатора 2,5 МВА на трансформатор 4 МВА (перемещение трансформатора с ПС 35 кВ «Семибратово») (в соответствии с пунктом 1.6 подраздела 1 раздела II таблицы 31).

Фактическая максимальная нагрузка ПС 35 «Соломидино» по итогам замеров, проведенных 18.01.2021, составила 3,07 МВА.

Перегрузка трансформатора Т-1 составляет 123 процента, что превышает длительно допустимую нагрузку. Возможность перевода части нагрузки на другие центры питания отсутствует.

Таким образом, необходима замена Т-1 ПС 35 кВ «Соломидино» на трансформатор большей мощности.

Проектом реконструкции ПС предусматривается перемещение трансформатора Т-2 4 МВА с ПС 35 кВ «Семибратово».

6.10. Реконструкция ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»), ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная») (в соответствии с пунктом 1.1 раздела 1 таблицы 32).

Реконструкции подлежит участок ВЛ 110 кВ от опоры № 20 до опоры № 45. Данные линии являются связующими между ТЭЦ-2 и ПС 110 кВ «Северная», питающей центральную часть г. Ярославля.

За прошедший период на данной ВЛ 110 кВ имел место ряд серьезных технологических нарушений электроснабжения потребителей г. Ярославля, связанных с ее физическим и моральным износом. После аварии, произошедшей 18.04.2018, филиалу было предписано в 2021 и 2022 годах выполнить реконструкцию данной ВЛ 110 кВ.

Предусматривается демонтаж существующих металлических опор и фундаментов, замена всех металлических опор, провода (без увеличения пропускной способности ВЛ), грозозащитного троса, изоляторов, арматуры на участках ВЛ:

- в пролетах опор от № 19 до № 28 (протяженностью 1,54 км);
- в пролетах опор от № 30 до № 44 (протяженностью 2,44 км);
- в пролете от опоры № 45 до портала ПС (протяженность 0,05 км).

Реконструкция ВЛ 110 кВ позволит снизить аварийность и затраты на ее эксплуатацию.

6.11. Реконструкция ПС 110 кВ «Устье» с заменой трансформаторов 2×10 МВА на трансформаторы 2×10 МВА (в соответствии с пунктом 1.2 раздела 1 таблицы 32).

На подстанции установлены трансформаторы 1966 и 1967 годов выпуска. Выявлены неоднократные нарушения в работе переключающих устройств с поломкой бакелитовых валов (в том числе с аварийным отключением от газовой защиты). Приводы переключателей изношены. Выполнялись ремонтные работы, положительных результатов достичь не удалось. Имеются течи масла из-за старения уплотнительной резины (протяжке не поддается). Вводы 110 кВ негерметичные, неоднократно менялись по результатам испытаний. Замена вводов на новые не целесообразна ввиду длительного срока эксплуатации самих трансформаторов.

6.12. Реконструкция ПС 110 кВ «Скалино» с заменой трансформаторов 2×40 МВА на трансформаторы 2×40 МВА (в соответствии с пунктом 2.1 раздела 2 таблицы 32).

Замене подлежат выработавшие нормативный срок службы трансформаторы Т-1, Т-2 в соответствии с инвестиционной программой ОАО «РЖД».

7. Анализ аварийности

Данные об аварийности на объектах электросетевого хозяйства 110 кВ и выше приведены в таблицах 34 и 35.

Таблица 34

Компания	Годы \ Месяц	Аварии												
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	итого за период
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Валдайское ПМЭС	2018	1	0	1	0	7	4	0	1	0	0	0	0	14
	2019	2	0	0	0	2	1	3	1	1	1	0	1	12
	2020	0	1	1	0	3	0	5	1	0	0	0	1	12
Филиал ПАО «МРСК Центра»-«Ярэнерго»	2018	0	0	2	3	7	6	4	6	1	2	0	3	34
	2019	1	0	2	4	4	7	11	4	2	1	2	1	39
	2020	0	1	3	0	3	10	10	4	2	1	0	3	37
Ярославская дистанция электроснабжения Северной железной дороги филиала ОАО «РЖД»	2018	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	1	1	4
	2019	0	0	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	3
	2020	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1
АО «Электросети ЯГК» (арендатор ООО «Ярославль Энергосети»)	2018	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	2
	2019	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
	2020	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
Итого	2018	1	0	3	4	16	10	4	7	1	2	2	4	54
	2019	3	0	3	4	6	9	14	6	3	3	2	2	55
	2020	0	2	4	0	6	13	16	5	2	1	0	4	50

Таблица 35

Классификация аварий по видам оборудования на объектах электросетевого хозяйства 110 кВ и выше

Компания	Год	Классификационные признаки видов оборудования								
		синхронные компенсаторы	здания и сооружения	ЛЭП 110 кВ и выше	оборудование 110 кВ и выше	трансформаторы (автотрансформаторы) и шунтирующие реакторы 110 кВ и выше	устройства релейной защиты, противаварийной и режимной автоматики	средства диспетчерского и технологического управления и системы управления энергетическим оборудованием	другие виды оборудования	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Валдайское ПМЭС	2018	0	0	11	2	0	1	0	0	
	2019	0	0	8	0	0	3	0	0	
	2020	0	0	11	0	0	2	0	0	
Филиал ПАО «МРСК	2018	0	0	27	2	1	0	2	0	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Центра» - «Ярэнерго»	2019	0	0	35	1	0	4	1	0
	2020	0	0	31	1	0	0	1	0
Ярославская дистанция электроснабжения Северной железной дороги филиала ОАО «РЖД»	2018	0	0	0	4	0	0	0	0
	2019	0	0	0	2	0	1	0	0
	2020	0	0	0	1	0	0	0	0
АО «Электросети ЯГК» (арендатор ООО «Ярославль Энергосети»)	2018	0	0	1	1	0	0	0	0
	2019	0	0	0	0	0	0	0	0
	2020	0	0	1	0	0	0	0	0
Итого	2018	0	0	39	9	1	1	2	0
	2019	0	0	43	7	0	8	1	0
	2020	0	0	47	2	0	2	1	0

В отношении субъектов электроэнергетики за три календарных года (2018 г., 2019 г., 2020 г.) общее количество аварий достигло в среднем 53 аварии в год.

По итогам прошедших периодов можно выделить следующие основные причины аварий на объектах электросетевого хозяйства 110 кВ и выше:

- физический износ ВЛ 110 кВ и выше, оборудования 110 кВ и выше;
- стихийные явления (ветер, снег, ледяной дождь);
- несоблюдение сроков, невыполнение технического обслуживания, проведения ремонтов оборудования и устройств в требуемых объемах;
- недостаточно внимания уделяется грозозащите объектов, проверке ее исправного состояния и принятию необходимых мер по содержанию грозозащиты объектов в исправном состоянии.

Данные об аварийности на электростанциях установленной мощностью 25 МВт и выше приведены в таблицах 36 и 37.

Таблица 36

Компания	Год \ Месяц	Аварии												
		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь	итого за период
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПАО «ТГК-2» (Ярославские ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, ТЭЦ-3)	2018	1	0	0	1	1	0	0	1	1	3	2	1	11
	2019	0	1	3	1	1	0	2	1	0	1	0	0	10
	2020	0	3	1	0	1	0	0	0	2	1	0	1	9
Филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»	2018	1	0	2	1	0	1	1	1	0	0	0	0	7
	2019	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	2
	2020	1	1	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	4
ООО «Хуадянь-	2018	2	1	2	0	1	3	0	1	0	0	0	0	10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2020	0	1	3	0	0	0	0	1	0	0	1
Итого	2018	2	8	1	3	0	0	1	7	0	2	3
	2019	1	4	1	1	0	1	0	1	1	1	2
	2020	2	4	3	3	0	1	0	2	2	1	1

8. Проведение технологического и ценового аудита инвестиционных программ (проектов) субъектов электроэнергетики

8.1. Инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, являющихся филиалами ведущих общероссийских компаний, утверждаются головными компаниями и могут проходить экспертную оценку.

Целью проведения экспертной оценки указанных программ является проверка обоснования выбора технологических и конструктивных решений о выполнении работ по строительству, реконструкции объектов электроэнергетики в рамках инвестиционного проекта, а также эксплуатационных расходов на реализацию инвестиционного проекта в целях повышения эффективности использования расходующихся финансовых средств, снижения стоимости и сокращения сроков строительства.

Представленный филиалом ПАО «Федеральная гидрогенерирующая компания РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС» отчет о проведении технологического и ценового аудита инвестиционного проекта «Комплексная замена гидроагрегатов ступеней № 2, № 3, № 1, № 5, с гидротурбиной типа ПЛ и гидрогенератором типа СВ» показывает эффективность данного проекта.

8.2. Технологический аудит.

Замена гидротурбин Рыбинской ГЭС обусловлена состоянием и длительным сроком эксплуатации оборудования агрегатов ступеней № 1, № 3, № 5, насчитывающим к моменту замены от 68 до 76 лет.

Принятые технологические и проектные решения по замене оборудования соответствуют направлению развития отечественного и зарубежного производства гидротурбин.

Вновь вводимые в эксплуатацию гидротурбины выполнены с соблюдением требований экологической безопасности: обеспечивают значительное снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Проектные технические характеристики новых гидротурбин полностью подтверждаются опытом эксплуатации введенного ранее в эксплуатацию агрегата ступени № 2.

Заложенные возможности в технических характеристиках новых гидротурбин и гидрогенераторов позволят в дальнейшем при замене гидроагрегатов дополнительно увеличить установленную мощность Рыбинской ГЭС.

8.3. Ценовой аудит.

Инвестиционный проект «Комплексная замена гидроагрегатов ступеней № 1, № 2, № 3, № 5, с гидротурбиной типа ПЛ и гидрогенератором типа СВ» финансировался при участии Европейского банка реконструкции и

развития. При этом все процедуры, связанные с подготовкой закупочной документации, проведением торгов и заключением контракта, осуществлялись по правилам и под контролем указанного банка.

Результаты сопоставления стоимости работ, выполняемых в рамках утвержденного договора о строительстве объекта, с данными об объектах-аналогах приводят к выводу, что показатели стоимости в целом соответствуют принятым в российской и мировой практике значениям.

9. Развитие электросетевого комплекса в части перехода к «цифровым сетям»

9.1. Одним из основных направлений развития электросетевого комплекса Ярославской области становится переход к работе в системе «Цифровая трансформация». Концепция «Цифровая трансформация – 2030» разработана ПАО «Россети» во исполнение указов Президента Российской Федерации от 9 мая 2017 года № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017 – 2030 годы» и от 7 мая 2018 года № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». Концепция «Цифровая трансформация – 2030» определяет основные направления технологических и организационных изменений работы электросетевого комплекса для повышения эффективности и качества оказываемых услуг, их доступности.

Цифровая трансформация позволит повысить надежность, качество, доступность оказания услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению потребителей, сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электроэнергии между субъектами электроэнергетики, а также развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг.

Цель цифровой трансформации – изменение логики процессов и переход на риск-ориентированное управление на основе внедрения цифровых технологий и анализа больших данных.

Задачами цифровой трансформации являются:

- улучшение характеристик надежности электроснабжения потребителей;
- повышение доступности электросетевой инфраструктуры;
- развитие кадрового потенциала.

Цифровая трансформация позволит повысить надежность, качество, доступность оказания услуг по передаче электроэнергии и технологическому присоединению потребителей, сформировать новую инфраструктуру для максимально эффективного процесса передачи электроэнергии между субъектами электроэнергетики, а также развивать конкурентные рынки сопутствующих услуг.

Активный переход к внедрению цифровых технологий позволит значительно сократить время ответа на актуальные вызовы экономики и потребителей.

В рамках данных задач планируется осуществить переход к цифровым ПС классов напряжения 35 – 110 кВ с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенным развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами.

Для реализации программы цифровой трансформации в период 2021 – 2024 годов филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» выбраны следующие объекты:

- цифровая ПС – ПС 110 кВ «Аббакумцево»;
- цифровой РЭС – Гаврилов-Ямский РЭС, Некрасовский РЭС.

9.2. Цифровая ПС.

Проектом техперевооружения ПС 110 кВ «Аббакумцево» предусматриваются:

- замена масляных выключателей 35 кВ вакуумными выключателями;
- замена разъединителей 110 кВ разъединителями с моторными приводами;
- замена КРУН 10 кВ ячейками КРУН с вакуумными выключателями;
- реконструкция РУ 35 и 110 кВ;
- реконструкция системы телемеханики;
- замена существующих морально и физически устаревших электромеханических устройств РЗА микропроцессорными устройствами РЗА с поддержкой стандарта МЭК 61850.

Сроки реализации проекта: проектно-изыскательские работы – 2023 г., строительно-монтажные работы – 2024 г.

9.3. Цифровой РЭС – Гаврилов-Ямский РЭС, Некрасовский РЭС.

В рамках реализации проекта предусматривается переход в период 2021 – 2022 годов к активно-адаптивным сетям с распределенной автоматизацией распределительной сети 6 – 10 кВ. Обеспечение наблюдаемости и управляемости сети будет достигнуто посредством установки секционирующих выключателей (реклоузеров), управляемых цифровых разъединителей, индикаторов короткого замыкания и их интеграцией в существующую систему (ОИК ДП РЭС) встроенными средствами автоматизации по каналам связи GSM/3G/4G.

Цели реализации проекта:

- управление распределительной сетью 0,4 – 10 кВ;
- оптимизация структуры управления;
- снижение ремонтно-эксплуатационных затрат;
- повышение качества обслуживания потребителей;
- уменьшение сроков локализации и устранения аварий, восстановление режима работы оборудования;
- повышение надежности работы сети.

В таблице 38 приведены мероприятия по реализации программы цифровой трансформации филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

Мероприятия по реализации программы цифровой трансформации
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»

№ пп	Мероприятия	Объект	Срок реализации, год
1.	Ремонт производственной базы с благоустройством территории	Тутаевский РЭС	2021
		Некрасовский РЭС	2022
		Гаврилов-Ямский РЭС	2022
2.	Распределенная автоматизация	Некрасовский РЭС	2021
		Гаврилов-Ямский РЭС	2022
3.	Цифровая радиосвязь	Некрасовский РЭС	2022
		Гаврилов-Ямский РЭС	2022
4.	Модернизация подстанций	Некрасовский РЭС	2021
		Гаврилов-Ямский РЭС	2022
5.	Система энергомониторинга	Некрасовский РЭС	2022
		Гаврилов-Ямский РЭС	2022
6.	АИИС КУЭ	Некрасовский РЭС	2022
		Гаврилов-Ямский РЭС	2022

10. Плановые значения показателя надежности услуг,
оказываемых ТСО

Показатель надежности услуг, оказываемых ТСО, определяется как средняя продолжительность прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации и средняя частота прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в течение расчетного периода регулирования.

Для расчета значения показателя надежности услуг, оказываемых ТСО, под прекращением передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации понимается:

- в отношении точек поставки потребителей услуг сетевой организации, являющихся сетевыми организациями: возникновение технологического нарушения на объектах территориальной сетевой организации, повлекшее невозможность обеспечить передачу электрической энергии в соответствующей точке поставки такому потребителю услуг сетевой организации;

- в отношении точек поставки иных потребителей услуг сетевой организации: возникновение технологического нарушения на объектах территориальной сетевой организации, сопровождаемых полным (частичным) ограничением режима потребления таких потребителей услуг сетевой организации.

Продолжительность прекращения передачи электрической энергии потребителям услуг сетевой организации в отношении точки поставки опреде-

ляется интервалом времени от момента возникновения прекращения передачи электрической энергии в отношении точки поставки до момента устранения технологического нарушения на объектах данной территориальной сетевой организации, но не превышающим интервал времени до момента восстановления режима потребления электрической энергии потребителей услуг сетевой организации (ликвидация полного (частичного) ограничения режима потребления).

Плановые значения показателя надежности услуг, оказываемых ТСО, устанавливаются регулирующими органами на каждый расчетный период регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования для каждой территориальной сетевой организации исходя из:

фактических значений показателей уровня надежности оказываемых услуг, за предыдущие отчетные расчетные периоды регулирования, суммарно не более трех, по которым имеются данные на момент установления плановых значений показателей уровня надежности оказываемых услуг на следующий долгосрочный период регулирования;

принадлежности территориальной сетевой организации к группе территориальных сетевых организаций, имеющих сопоставимые друг с другом экономические и (или) технические характеристики и (или) условия деятельности;

динамики улучшения фактических значений показателей уровня надежности, определенной исходя из базовых значений показателей надежности для группы территориальных сетевых организаций.

Перечень организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии социально значимым потребителям и населению на территории Ярославской области:

- филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»;
- АО «ЯрЭСК»;
- ОАО «Рыбинская городская электросеть»;
- МУП Тутаевского МР «Горэлектросеть»;
- АО «Ресурс» г. Гаврилов-Ям;
- АО «Оборонэнерго»;
- Северная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение «Трансэнерго» – филиала ОАО «РЖД»;
- ООО «Северэнерго»;
- ООО «ЭнергоСистемные Решения»;
- ООО «Техпромэксперт-Ярославль»;
- АО «МЭК».

В таблице 39 приведены плановые значения показателя надежности услуг, оказываемых ТСО, с учетом выполнения мероприятий, предусмотренных перечнем реализуемых и перспективных проектов развития территориальных распределительных сетей всех классов напряжения Ярославской области.

Наименование показателя	Фактическое значение показателя за 2019 год	Плановые значения показателя на долгосрочный период регулирования*					
		2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
1	2	3	4	5	6	7	8
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P _{saidi})	2,2844	2,8268	2,7844	2,7426	2,7015		
АО «ЯрЭСК»							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P _{saidi})	0,0016	0,0678	2,3529	2,3176	2,2828	2,2486	2,2149
ОАО «Рыбинская городская электросеть»							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P _{saidi})	0,0169	0,0062	3,1641	3,1166	3,0699	3,0238	2,9785
МУП «Горэлектросеть» (г. Тутаев)							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P _{saidi})	0,0419	0,0516	0,0524	0,0516	0,0509	0,0501	0,0494
АО «Ресурс», г. Гаврилов-Ям							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (P _{saidi})	0,0029	0,0032	0,7968	0,7848	0,7731	0,7615	0,7501
АО «Оборонэнерго»							
Показатель средней продолжительности прекращений	0,4080	0,2066	3,2583	3,2095	3,1613	3,1139	3,0672

1	2	3	4	5	6	7	8
передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)							
Северная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение «Трансэнерго» – филиала ОАО «РЖД»							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0,0287	0,0217	0,0984	0,0969	0,0954	0,094	0,0926
ООО «Северэнерго»							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0	0	0	0	0	0
АО «МЭК»							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0	0	0			
ООО «ЭнергоСистемныеРешения»							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0,338	0	0	0			
ООО «Техпромэксперт-Ярославль»							
Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии на точку поставки (Psaidi)	0	0,6468	0	0	0	0	0

* В соответствии с приказом Минэнерго России от 29 ноября 2016 г. № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической

сетью и территориальных сетевых организаций» для ТСО, у которых долгосрочный период регулирования начался с 2018 года и позднее, уровень надежности оказываемых услуг устанавливается в новых показателях: для филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» – 2018 – 2022 годы, ООО «Северэнерго» – 2018 – 2020 годы, у остальных ТСО новые параметры утверждены с 2020 года.

11. Характеристика новых центров питания, построенных не более 10 лет назад

ПС 110 кВ «Которосль» была введена в работу в 2010 году для обеспечения электроэнергией Успенского кафедрального собора, концертно-зрелищного центра, парка 1 000-летия Ярославля, нового жилого комплекса. Установленная мощность энергообъекта составляет 50 МВА (два трансформатора по 25 МВА). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов была зафиксирована средствами технологического управления на объекте 19.12.2018 и составила 9,6 МВА. Перспективная нагрузка 0,52 МВА.

ПС 110 кВ «Новоселки» была введена в работу в 2013 году для обеспечения электроэнергией промышленного парка. Установленная мощность энергообъекта составляет 65 МВА (два трансформатора 25 + 40 МВА). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов была зафиксирована средствами технологического управления на объекте 19.06.2019 и составила 8,29 МВА. Перспективная нагрузка 1,51 МВА.

ПС 110 кВ «ПГУ-ТЭС» была введена в работу в 2013 году для выдачи мощности ПГУ АО «Тутаевская ПГУ». Установленная мощность энергообъекта составляет 80 МВА (два трансформатора 40 МВА). Максимальная суммарная нагрузка трансформаторов была зафиксирована средствами технологического управления на объекте 18.12.2019 и составила 44,33 МВА.

12. Роль развития энергетики в Ярославской области

Развитие энергетики Ярославской области рассматривается не только как инфраструктурное обеспечение функционирования других отраслей экономики, но и как самостоятельное стратегическое направление социально-экономического развития региона.

Возрастание роли развития энергетической инфраструктуры в регионе обусловлено:

- развитием ведущих секторов промышленности, транспортного комплекса и других отраслей экономики, строительством новых объектов, приводящим к постоянному увеличению спроса на электроэнергию;
- снижением трудоемкости промышленного производства, связанным, как правило, с ростом электровооруженности труда и энергооснащенности основных производственных фондов;
- ростом потребления электрической энергии в коммунально-бытовом секторе.

Приоритетными направлениями развития энергетики Ярославской области являются:

- повышение надежности энергообеспечения промышленности, транспорта, жилищно-коммунального комплекса и других секторов экономики и обеспечение энергобезопасности Ярославской области;
- наращивание объемов генерации на основе комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, развитие сетевого хозяйства и обеспечение потребителей электроэнергией в достаточном объеме при одновременном стимулировании энергосбережения во всех отраслях экономики;
- обеспечение баланса интересов поставщиков и потребителей энергии при формировании тарифов на энергоресурсы;
- развитие конкуренции на розничных рынках электрической, тепловой энергии и энергоресурсов и обеспечение возможности выбора потребителем поставщика из ряда альтернативных вариантов;
- сокращение потерь энергоресурсов при их производстве и реализации;
- использование альтернативных, возобновляемых и местных видов энергоресурсов, в том числе промышленных отходов;
- использование инновационного потенциала сектора авиационного двигателестроения и энергетики, создание газопоршневых установок на основе двигателей машиностроительных предприятий региона для надстройки паросилового оборудования газотурбинными и газопоршневыми установками, что обеспечивает снижение удельного расхода топлива на генерацию электрической и тепловой энергии, позволяет повысить отпуск тепловой энергии и выработку электроэнергии на теплофикационной составляющей.

V. Финансирование мероприятий Программы

Финансирование мероприятий Программы будет осуществляться из внебюджетных источников за счет средств на реализацию инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

VI. Механизм реализации Программы

1. Основными исполнителями Программы являются субъекты энергетики, осуществляющие хозяйственную деятельность на территории Ярославской области.

Субъектами энергетики являются лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электроэнергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электроэнергии оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электроэнергетики (мощности), организацию купли-продажи электроэнергетики и мощности.

2. Контроль за исполнением Программы осуществляет Правительство области.

3. Департамент жилищно-коммунального хозяйства, энергетики и регулирования тарифов Ярославской области в рамках реализации Программы осуществляет следующие полномочия:

3.1. Утверждает инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, отнесенных к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются органами исполнительной власти Ярославской области, и осуществляет контроль за реализацией таких программ в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики».

3.2. Готовит проекты заключений о согласовании инвестиционных программ территориальных сетевых организаций, отнесенных к числу субъектов, инвестиционные программы которых утверждаются и контролируются федеральными органами исполнительной власти, а также участвует в осуществлении контроля за реализацией таких программ.

3.3. Организует работу по разработке Программы.

4. Штаб по обеспечению безопасности электроснабжения при Правительстве области осуществляет оперативную работу по координации деятельности субъектов электроэнергетики в рамках исполнения Программы.

VII. Заключительные положения

Программа будет использована в качестве основы для:

- разработки схем выдачи мощности от генерирующих источников, находящихся в регионе;
- разработки инвестиционных программ распределительных сетевых компаний и иных субъектов электроэнергетики, осуществляющих свою деятельность на территории Ярославской области.

Перечень мероприятий по строительству/реконструкции объектов электроэнергетики 35 кВ и выше в энергосистеме Ярославской области приведен в приложении 2 к Программе.

Региональные задачи развития электроэнергетики Ярославской области приведены в приложении 3 к Программе.

Список используемых сокращений

- АО – акционерное общество
- АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии
- ВЛ – воздушная линия
- ВН – высокое напряжение
- ГПП – главная понизительная подстанция
- ГРЭС – государственная районная электростанция
- ГТД – газотурбинный двигатель
- ГТА – газотурбинный агрегат

- ГТЭ – газовая турбина энергетическая
 ГТЭС – газотурбинная станция
 ГЭС – гидроэлектростанция
 ЗАО – закрытое акционерное общество
 Ивановские ПГУ – филиал открытого акционерного общества «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» – «Ивановские ПГУ»
 КВЛ – кабельные воздушные линии
 КЛ – кабельная линия
 КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки
 КС – компрессорная станция транзитного газопровода
 ЛЭП – линия электропередачи
 Минэнерго России – Министерство энергетики Российской Федерации
 МРСК – Межрегиональная распределительная сетевая компания
 МУП ТМР – муниципальное предприятие Тутаевского муниципально-го района
 МЭК – международная электротехническая комиссия
 н/д – нет данных (данные отсутствуют)
 НН – низкое напряжение
 НПО – научно-производственное объединение
 ОАО – открытое акционерное общество
 ОДК – объединенная двигателестроительная корпорация
 о.е. – относительные единицы
 ОИК ДП РЭС – оперативный информационный комплекс диспетчерского пункта района электрических сетей
 ООО – общество с ограниченной ответственностью
 ОРУ – открытое распределительное устройство
 ПАО – публичное акционерное общество
 ПГУ – парогазовая установка
 ПЛ – поворотно-лопастные осевые турбины
 ПМЭС – предприятие магистральных электрических сетей
 ПС – подстанция
 ПТ – паровая турбина
 «РЖД» – Российские железные дороги
 РЗА – релейная защита и автоматика
 Росстат – Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Ярославской области
 РТИ – резиновые технические изделия
 РЭС – район электрических сетей
 СВ – гидрогенератор синхронный, вертикальный
 СиПР ЕЭС России – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы, утвержденная приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2020 г. № 508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы»
 ТГ3, ТГ4, ТГ6, ТГ7 – турбины Ярославской ТЭЦ-1 (диспетчерское

наименование)

T-1, T-2, T-3, T-4 – маркировка силовых трансформаторов на схемах энергосистемы Ярославской области

ТГК-2 – Территориальная генерирующая компания № 2

ТП – трансформаторная подстанция

ТРК – диспетчерское наименование подстанции

ТСО – территориальная сетевая организация

ТЭС – теплоэлектростанция

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

тут – тонна условного топлива

УЕ – условная единица объема обслуживания оборудования электросетевых организаций (применяется для определения необходимого количества эксплуатационного персонала)

ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы

ЭГВ – элегазовый выключатель

ЯГК – Ярославская генерирующая компания

GSM – глобальный стандарт цифровой мобильной сотовой связи

1Г, 2Г, 3Г, 4Г, 5Г, 6Г – гидроагрегаты Рыбинской ГЭС

3G, 4G – поколения цифровой сотовой связи

$S_{\text{расч.}}^{\text{ТР}}$ – мощность трансформатора

$P_{\text{мах}}^{\text{факт}}$ – фактическая максимальная активная мощность нагрузки подстанции

$P_{\text{ту}}$ – активная мощность электроустановок потребителей, в соответствии с заключенными договорами на технологическое присоединение

Psaidi – показатель средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки в каждом расчетном периоде регулирования в пределах долгосрочного периода регулирования

K_p – коэффициент реализации технических условий технологического присоединения электроустановок потребителей

K_m – коэффициент мощности нагрузки потребителей

$K_{\text{доп}}$ – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора

СХЕМА
развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы
Ярославской области на 2022 – 2026 годы

1. Цели, задачи и принципы разработки Схемы

1.1. Основными целями разработки Схемы являются:

- развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
- обеспечение удовлетворения долгосрочного и среднесрочного спроса на электрическую энергию и мощность;
- формирование стабильных благоприятных условий для привлечения инвестиций в строительство объектов электроэнергетики.

1.2. Основными задачами формирования Схемы являются:

- обеспечение баланса между производством и потреблением электрической энергии и мощности, в том числе предотвращение возникновения ограничения пропускной способности электрических сетей;
 - скоординированное планирование строительства и ввода в эксплуатацию, а также вывода из эксплуатации объектов сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;
 - информационное обеспечение деятельности органов государственной власти при формировании государственной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций коммерческой и технологической инфраструктуры отрасли, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, инвесторов;
 - обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ территориального планирования и схем перспективного развития электроэнергетики;
 - разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу энергосистемы в нормальных и послеаварийных режимах;
 - выявление объемов строительства, реконструкции и демонтажа устаревшего оборудования электросетевых объектов и электростанций;
 - создание информационной базы для разработки Схемы и последующего обоснования по отдельным объектам в процессе дальнейшего проектирования электросетевых объектов.
- 1.3. При разработке Схемы соблюдались основные принципы и требования к схемам сети:
- обеспечение необходимой надежности электропитания потребителей;
 - обеспечение экономичности развития и функционирования электрических сетей с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими;

- комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности;

- экономическая эффективность решений, предлагаемых в схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, основанная на оптимизации режимов работы Единой энергетической системы России;

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

- координация схем и программ перспективного развития электроэнергетики и инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

- скоординированное развитие магистральной и распределительной сетевой инфраструктуры;

- скоординированное развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей;

- возможность преобразования схемы на всех этапах развития сети с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий электропередачи и ПС;

- целесообразность многофункционального назначения вновь сооружаемых линий электропередачи.

1.4. Схема выполнена в соответствии с требованиями следующих нормативных документов:

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 281 «Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем»;

- нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ СТО 56947007-29.240.55.016-2008, утвержденные приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.11.2014 № 525 «Об утверждении норм технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ»;

- нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) СТО 56947007-29.240.10.248-2017, утвержденные приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 25.08.2017 № 343 «Об утверждении норм технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35 – 750 кВ».

При разработке Схемы использованы отчетные данные филиала АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление энергосистемы Ярославской области», филиала ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС», филиала ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПЭМС, филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», ПАО «ТГК-2».

1.5. Схема сформирована на основании:

- схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы, утвержденной приказом Министерства энергетики

Российской Федерации от 30 июня 2020 г. № 508 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2020 – 2026 годы»;

- прогноза спроса на электрическую энергию и мощность;
- инвестиционных программ субъектов энергетики;
- предложений системного оператора по развитию распределительных сетей, в том числе по перечню и размещению объектов электроэнергетики, полученных на основе результатов использования перспективной расчетной модели для субъектов Российской Федерации, а также предложений сетевых организаций и органов исполнительной власти Ярославской области по развитию электрических сетей и объектов генерации;
- сведений о заявках на технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей.

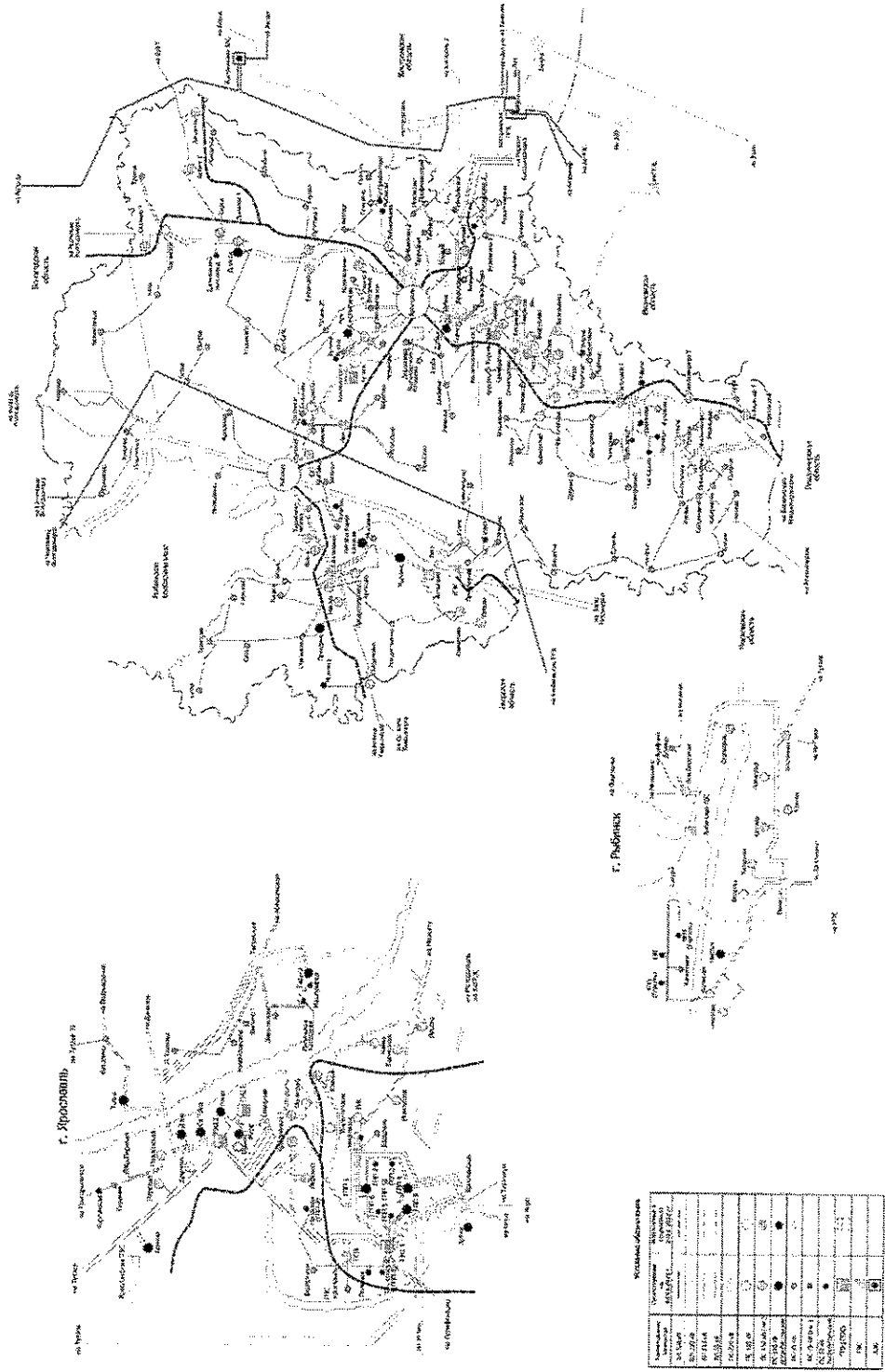
Карта-схема существующих и намечаемых к строительству в 2021 и 2022 годах электрических сетей 35 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 1.

Карта-схема намечаемых к строительству в 2023 и 2024 годах электрических сетей 35 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 2.

Карта-схема намечаемых к строительству в 2025 и 2026 годах электрических сетей 35 – 500 кВ энергосистемы Ярославской области представлена на рисунке 3.

Рисунок 1

Карта-схема существующих и намечаемых к строительству в 2021 и 2022 годах электрических сетей 35 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области



2. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи и ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

2.1. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации линии электропередачи, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ.

Сеть 220 кВ является основой системообразующей сети энергосистемы Ярославской области. Она связывает все центры нагрузок между собой и с центрами электроснабжения. На данном напряжении осуществляется связь энергосистемы Ярославской области с энергосистемами других областей (Костромской, г. Москвы и Московской области, Владимирской, Вологодской, Ивановской), обеспечивается покрытие дефицита мощности.

Наиболее загруженными из межсистемных связей являются ВЛ 220 кВ «Александров-Трубеш», «Костромская ГРЭС-Ярославская», «Мотордеталь-Тверицкая», «Угличская ГЭС – Заря I цепь», «Угличская ГЭС – Заря II цепь», по которым осуществляется транзит мощности из энергосистемы Костромской области в энергосистему г. Москвы и Московской области и энергосистему Владимирской области.

Действующая сеть 110 кВ энергосистемы Ярославской области выполняет в основном функции распределительной сети, в целом соответствует требованиям норм и правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, правил устройства энергоустановок и обеспечивает надежное электроснабжение потребителей. Загрузка линий электропередачи в настоящее время не превышает нормируемых значений. Тем не менее, 34 процента от общей протяженности ВЛ 110 кВ имеет срок эксплуатации более 40 лет и подлежит полной или частичной реконструкции и восстановлению с заменой опор и провода без увеличения пропускной способности.

Таблица 1

Данные о существующих линиях электропередачи,
класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

№ п/п	Наименование ВЛ	Напряжение, кВ	Марка провода	Протяженность, км
1	2	3	4	5
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС				
1.	«Александров – Трубеш» (в границах области)	220	АСО-300	28,53
2.	«Белозерская – Пошехонье с отпайкой на ПС Запексинская» (в границах области)	220	АС-300	47,27
3.	«Венера – Вега»	220	АС-400, АС-300	63,52
4.	«Ивановские ПГУ – Неро I цепь»	220	АС-400	28,20

1	2	3	4	5
	(в границах области)			
5.	«Ивановские ПГУ – Неро II цепь» (в границах области)	220	АС-400	28,20
6.	«Костромская ГРЭС – Ярославская» (в границах области)	220	АС-500	77,22
7.	«Мотордеталь – Тверицкая» (в границах области)	220	АС-300	91,85
8.	«Пошехонье – Вологда – Южная» (в границах области)	220	АС-400	62,95
9.	«Пошехонье – Первомайская с отпайкой на ПС Зашекснинская» (в границах области)	220	АС-400	46,2
10.	«Пошехонье – Ростилово»	220	АС-400	84,37
11.	«Рыбинская ГЭС – Венера»	220	АС-300, АС-400	12,24
12.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 1»	220	АС-300	53,35
13.	«Рыбинская ГЭС – Пошехонье № 2»	220	АС-400	54,06
14.	«Рыбинская ГЭС – Сатурн»	220	АС-300, АС-400	3,11
15.	«Сатурн – Венера»	220	АС-400, АС-300	8,93
16.	«Трубеш – Неро»	220	АС-300	77,66
17.	«Угличская ГЭС – Вега»	220	АС-400	7,51
18.	«Угличская ГЭС – Венера»	220	АС-400, АС-300	69,62
19.	«Угличская ГЭС – Заря I цепь» (в границах области)	220	АС-400	92,19
20.	«Угличская ГЭС – Заря II цепь» (в границах области)	220	АС-300	92,19
21.	«Угличская ГЭС – Ярославская»	220	АС-300	92,65
22.	«Ярославская – Неро»	220	АС-300	51,2
23.	«Ярославская ГЭС – Тверицкая»	220	АС-300	60,23
24.	«Ярославская ГЭС – Тутаев»	220	АС-300	18,31
25.	«Ярославская ГЭС – Ярославская № 1»	220	АС-300	63,04
26.	«Ярославская ГЭС – Ярославская № 2»	220	АСО-400	29,74
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»				
27.	«Аббакумцевская-1»	110	АС-120	14
28.	«Аббакумцевская-2»	110	АС-120	14
29.	«Алтыново – Палкино I цепь» («Палкино-1»)	110	АС-185	23,3
30.	«Алтыново – Палкино II цепь» («Палкино-2»)	110	АС-185	23,3
31.	«Балакирево – Переславль» («Переславская-2») (в границах области)	110	АС-120	29,7
32.	«Балакирево – Трубеш» («Переславская-1») (в границах области)	110	АС-120	30,28
33.	«Белкинская»	110	АС-95	22,1
34.	«Борисоглебская-1»	110	АС-95	22,05

1	2	3	4	5
35.	«Борисоглебская-2»	110	АС-95	22,05
36.	«Васильковская-1»	110	АС-150, АС-185	26,54
37.	«Васильковская-2»	110	АС-150, АС-185	16,64
38.	«Вега – Алтыново I цепь» («Алтыново-1»)	110	АС-185	5,62
39.	«Вега – Алтыново II цепь» («Алтыново-2»)	110	АС-185	5,62
40.	«Венера – Восточная I цепь с отпайками» («Восточная-1»)	110	М-95, АС-185	13,15
41.	«Венера – Восточная II цепь с отпайками» («Восточная-2»)	110	М-95, АС-185	13,15
42.	«Венера – Шестихино I цепь с отпайками» («Шестихинская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,18
43.	«Венера – Шестихино II цепь с отпайками» («Шестихинская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,18
44.	«Веретье-1»	110	АС-95, АС-185	1,46
45.	«Веретье-2»	110	АС-95, АС-185	1,46
46.	«Гаврилов-Ямская»	110	АС-95, АС-120	6,07
47.	«Газовая-1»	110	АС-120, АС-185	18,59
48.	«Городская-1»	110	АС-120	2,5
49.	«Городская-2»	110	АС-120	2,5
50.	«Данилов – Дружба» («Даниловская-2»)	110	АС-120	8,1
51.	«Данилов – Покров»	110	АС-120	8,5
52.	«Данилов – Пречистое»	110	АС-185	27,4
53.	«Данилов – Туфаново» («Даниловская-1»)	110	АС-120	27,2
54.	«Западная-1»	110	АС-240, АС-300	3,71
55.	«Западная-2»	110	АС-240, АС-300	3,71
56.	«Климатино-1»	110	АС-120	26,63
57.	«Климатино-2»	110	АС-120	26,63
58.	«Любим – Халдеево»	110	АС-120, АЖ-120	22,57
59.	«Лютово – Нерехта-1» («Нерехта-1») (в границах области)	110	АС-120	21,49
60.	«Менделеевская-1»	110	АС-240	7,1
61.	«Менделеевская-2»	110	АС-240	7,1
62.	«Неро – Беклемишево с отпайкой на ПС Петровск» («Петровская-2»)	110	АС-120	51,74
63.	«Неро – Тишино с отпайкой на ПС Устье» («Ростовская-2»)	110	АС-150	25,96
64.	«Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»)	110	АС-150	47,69
65.	«Нильская-1»	110	АС-70	4,23
66.	«Нильская-2»	110	АС-70	4,23
67.	«Павловская-1»	110	АС-120	5,72
68.	«Павловская-2»	110	АС-120	5,72
69.	«Палкино – Мышкин»	110	АС-185	12,15
70.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 1»	110	АПВП2Г	0,45
71.	«ПГУ – ТЭС – Тутаев № 2»	110	АПВП2Г	0,45

1	2	3	4	5
72.	«Переборы-1»	110	АС-95, АС-185	13,38
73.	«Переборы-2»	110	АС-95, АС-185	13,38
74.	«Перекоп – Северная с отпайкой на ПС Ярославль-Главный» («Тяговая»)	110	АС-400, АС-150	8,46
75.	«Пленочная-1»	110	АС-120	2,45
76.	«Пленочная-2»	110	АС-120	2,45
77.	«Плоски»	110	АС-120	9,2
78.	«Покров – Любим»	110	АС-120	25,94
79.	«Правдино»	110	АС-185	42,64
80.	«Продуктопровод-1»	110	АС-120	9,01
81.	«Продуктопровод-2»	110	АС-120	9,01
82.	«Путятино – Дружба» («Янтарная»)	110	АС-120	28,04
83.	«Радуга-1»	110	АС-240, АС-500	4,58
84.	«Радуга-2»	110	АС-240, АС-500	4,58
85.	«Ростилово – Скалино» (в границах области)	110	АС-185	6,2
86.	«Рыбинская ГЭС – Восточная I цепь с отпайками» («Щербаковская-1»)	110	АС-185, АС-150	19,35
87.	«Рыбинская ГЭС – Восточная II цепь с отпайками» («Щербаковская-2»)	110	АС-185, АС-150	19,35
88.	«Сельская-1»	110	АС-150	6,2
89.	«Сельская-2»	110	АС-150	6,2
90.	«Скалино – Пречистое»	110	АС-185, АС-150	18,57
91.	«Тверицкая – Путятино» («Путятинская»)	110	АС-240, АС-120	51,53
92.	«Тверицкая – Уткино» («Уткинская»)	110	АС-240, АС-120	29,82
93.	«Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Тишинская»)	110	АС-150	22,33
94.	«Трубеш – Беклемишево с отпайкой на ПС Шушково» («Шушковская»)	110	АС-120	49,86
95.	«Трубеш – Переславль» («Невская»)	110	АС-150	6,3
96.	«Трубеш – Шурскол с отпайками» («Петровская-1»)	110	АС-120	90,17
97.	«Тутаев – Восточная I цепь с отпайками» («Тутаевская-1»)	110	АС-185	54,25
98.	«Тутаев – Восточная II цепь с отпайками» («Тутаевская-2»)	110	АС-185	54,25
99.	«ТЭЦ-1 – Роща» («158»)	110	АС-185	1,8
100.	«ТЭЦ-1 – Северная с отпайкой на ПС Марс» («157»)	110	АС-185	1,9
101.	«ТЭЦ-1 – Северная» («Шинная»)	110	АС-185, АС-150	0,96
102.	«ТЭЦ-2 – Которосль с отпайкой на	110	АС-240, АС-185,	9,585

1	2	3	4	5
	ПС Полиграф» («Окружная»)		АС-150	
103.	«ТЭЦ-2 – Роща» («156»)	110	АС-185	0,63
104.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	8,36
105.	«ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Инженерная»)	110	АС-150, М-95, АС-240	7,46
106.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая I цепь с отпайками» («Тверицкая-1»)	110	АС-240, АС-185	27,62
107.	«ТЭЦ-2 – Тверицкая II цепь с отпайками» («Тверицкая-2»)	110	АС-240, АС-185	27,62
108.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками I цепь» («Константиновская-1»)	110	АС-185, АС-150	39,25
109.	«ТЭЦ-2 – Тутаев с отпайками II цепь» («Константиновская-2»)	110	АС-185, АС-150	39,25
110.	«ТЭЦ-3 – Которосль с отпайками» («Фрунзенская-1»)	110	АС-150	14,725
111.	«ТЭЦ-3 – Новоселки с отпайками» («Комсомольская»)	110	АС-120, АС-185	10,4
112.	«ТЭЦ-3 – Перекоп» («Перекопская»)	110	АС-150, АС-400	11,34
113.	«ТЭЦ-3 – Северная с отпайками» («Фрунзенская-2»)	110	М-70, АС-150, АС-185, М-95	18,77
114.	«ТЭЦ-3 – Ярославская» («Ярославская 1»)	110	2 × АС-150, АС-300	5,9
115.	«ТЭЦ-3 – Ярцево с отпайками II цепь» («Пионерская»)	110	АС-120, АС-185	15,95
116.	«Урицкая»	110	АС-185	16,2
117.	«Уткино – Туфаново» («Туфановская»)	110	АС-120	25,11
118.	«Халдеево – Буй» (в границах области)	110	АС-120	14,85
119.	«Шестихино – Палкино с отпайкой на ПС КС-18» («Газовая-2»)	110	АС-120, АС-185	29,81
120.	«Шестихино – Пищалкино с отпайками» («Пищалкинская»)	110	АС-120, АС-185	78,14
121.	«Шурскол – Неро» («Приозерная»)	110	АС-120	11,14
122.	«Ярославская – Ярцево I цепь с отпайками» («Южная»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
123.	«Ярославская – Ярцево II цепь с отпайками» («Институтская»)	110	АС-150, АС-240, АС-185	29,43
124.	«Ярцево – Лютово»	110	АС-150, АС-120	9,81
125.	«Ярцево – Нерехта-1» («Нерехта-2») (в границах области)	110	АС-150, АС-120	27,58
126.	«Ярцево – Новоселки с отпайкой на ПС Тормозная»	110	АС-150, АС-120	6
ПАО «Славнефть-ЯНОС»				
127.	«Ярославская ТЭЦ-3 – Ярославская I цепь с отпайками»	110	АС-240	5,9
128.	«Ярославская ТЭЦ-3 – Ярославская II цепь с отпайками»	110	АС-240	5,9

1	2	3	4	5
129.	«Ярославская – ГПП-4 I цепь»	110	АС-150	3,1
130.	«Ярославская – ГПП-4 II цепь»	110	АС-150	3,1
ООО «Тепличный комбинат Ярославский»				
131.	«Ярославская – Дубки»	110	АС-95	5,4

Формирование перспективной схемы электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ярославской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелены на:

- повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;

- создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы.

В период рассматриваемой перспективы Схемой предусматривается дальнейшее развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Ярославской области. Такая необходимость диктуется условиями обеспечения электроснабжением сооружаемых промышленных предприятий, перспективных инвестиционных площадок, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей, а также потребностью в повышении надежности их электроснабжения. Осуществить это планируется, в первую очередь, путем расширения и реконструкции существующих ПС за счет установки вторых трансформаторов на однострановых ПС и замены существующих трансформаторов на более мощные, а также путем сооружения новых ПС и питающих линий электропередачи. Значительный объем предусмотренного Схемой электросетевого строительства приходится на реконструкцию и восстановление ВЛ 110 кВ и ПС 110 кВ, отработавших нормативные сроки и по своему техническому состоянию ограниченно пригодных для дальнейшей эксплуатации.

Необходимость строительства новых электросетевых объектов 110 кВ и выше, а также объемы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены исходя из требований к надежности электроснабжения потребителей. Выбор установленной мощности трансформаторов на ПС 110 кВ, которые планируется реконструировать и на которых необходимо осуществить техническое перевооружение, производился по электрическим нагрузкам на конец расчетного периода (5 лет от предполагаемого года реконструкции).

ВЛ 110 кВ и выше, строительство которых планируется в 2021 – 2026 годах, – отпайки ВЛ 110 кВ «Неро – Ярославская с отпайками», ВЛ 110 кВ «Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» до тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск» (2021 год).

Линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше, реконструкция которых планируется в 2021 – 2026 годах:

- ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками»

(«Моторная») (2022 год);

- ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион»

(«Инженерная») (2022 год).

Вывод линий электропередачи из эксплуатации не планируется.

2.2. Существующие и планируемые к строительству ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ.

Таблица 2

Данные о существующих ПС, класс напряжения которых равен или превышает 110 кВ

№ п/п	Наименование ПС	Напряжение, кВ	Мощность трансформаторов, МВА
1	2	3	4
Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Валдайского ПМЭС			
1.	«Вега»	220	2 × 63
2.	«Венера»	220	2 × 200
3.	«Неро»	220	2 × 63
4.	«Пошехонье»	220	2 × 40
5.	«Сатурн»	220	2 × 40
6.	«Тверицкая»	220	2 × 200 + 2 × 40
7.	«Трубеш»	220	2 × 125
8.	«Тугаев»	220	2 × 125
9.	«Ярославская»	220	3 × 125
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»			
10.	«Аббакумцево»	110	16 + 16
11.	«Алтыново»	110	2 × 6,3
12.	«Борисоглеб»	110	16 + 10
13.	«Брагино»	110	2 × 40
14.	«Васильково»	110	2 × 6,3
15.	«Вахрушево»	110	2 × 6,3
16.	«Веретье»	110	2 × 25
17.	«Волга»	110	5,6 + 6,3
18.	«Волжская»	110	2 × 40
19.	«Восточная»	110	2 × 25
20.	«Гаврилов-Ям»	110	2 × 16
21.	«КС-18»	110	2 × 63
22.	«Глебово»	110	2 × 10
23.	«Депо»	110	3 × 16
24.	«Дружба»	110	2 × 16
25.	«Залесье»	110	16 + 16
26.	«Западная»	110	2 × 63
27.	«Институтская»	110	2 × 40
28.	«Киноплёнка»	110	16 + 10

1	2	3	4
29.	«Климатино»	110	2 × 6,3
30.	«Константиново»	110	15 + 16
31.	«Которосль»	110	2 × 25
32.	«Крюково»	110	6,3
33.	«Левобережная»	110	2 × 16
34.	«Лом»	110	2 × 10
35.	«Луговая»	110	2 × 6,3
36.	«Некоуз»	110	2 × 6,3
37.	«Нила»	110	2 × 16
38.	«Новоселки»	110	25 + 40
39.	«НПЗ»	110	2 × 25
40.	«Оптика»	110	2 × 10
41.	«Орион»	110	2 × 40
42.	«Павловская»	110	20 + 25
43.	«ПГУ – ТЭС»	110	2 × 40
44.	«Перевал»	110	2 × 16
45.	«Перекоп»	110	2 × 25
46.	«Переславль»	110	2 × 25 + 16 (в резерве)
47.	«Пицалкино»	110	2 × 7,5
48.	«Плоски»	110	2 × 2,5
49.	«Покров»	110	2,5
50.	«Полиграф»	110	2 × 40
51.	«Полиграфмаш»	110	2 × 16
52.	«Пречистое»	110	2 × 10
53.	«Продуктопровод»	110	2 × 6,3
54.	«Ростов»	110	2 × 25
55.	«Северная»	110	2 × 63
56.	«Селехово»	110	2 × 6,3
57.	«Судоверфь»	110	2 × 10
58.	«Техникум»	110	2 × 10
59.	«Тишино»	110	2 × 25
60.	«Тормозная»	110	25 + 16
61.	«ТРК»	110	2 × 16
62.	«Туфаново»	110	2 × 2,5
63.	«Углич»	110	2 × 25
64.	«Устье»	110	2 × 10
65.	«Халдеево»	110	3,2 + 6,3
66.	«Чайка»	110	40 + 25
67.	«Шестихино»	110	2 × 10
68.	«Шурскол»	110	2 × 10
69.	«Южная» (Ростовский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 25

1	2	3	4
70.	«Южная» (Ярославский участок управления высоковольтных сетей)	110	2 × 40
71.	«Юрьевская слобода»	110	2 × 10
72.	«Ярцево»	110	2 × 25
ОАО «РЖД»			
73.	«Беклемишево»	110	2 × 25
74.	«Данилов»	110	2 × 40 + 2 × 25
75.	«Коромыслово»	110	2 × 25
76.	«Любим»	110	2 × 25
77.	«Лютново»	110	2 × 25
78.	«Петровск»	110	40 + 25
79.	«Путятино»	110	25 + 25
80.	«Скалино»	110	2 × 40
81.	«Уткино»	110	25 + 20
82.	«Шушково»	110	20 + 25
83.	«Ярославль-Главный»	110	2 × 40
АО «Электросети ЯГК» (арендатор ООО «Ярославль Энергосети»)			
84.	«Роша»	110	2 × 32
85.	«Толга»	110	25 + 15
ПАО «Славнефть-ЯНОС»			
86.	«ГПП-1»	110	2 × 40
87.	«ГПП-4»	110	2 × 40
88.	«ГПП-9»	110	2 × 40
АО «Ярославский нефтеперерабатывающий завод им. Д.И. Менделеева»			
89.	«Луч»	110	2 × 25
АО «ELDIN» (арендатор АО «Рыбинская городская электросеть»)			
90.	«Марс»	110	2 × 16
АО «Завод гидромеханизации»			
91.	«Нептун»	110	2 × 16
ООО «Транснефть – Балтика»			
92.	«Палкино»	110	2 × 25
93.	«Правдино»	110	2 × 25
АО «Ярославский завод дизельной аппаратуры» (арендатор АО «МЭК»)			
94.	«Радуга»	110	2 × 40
ООО «Энергоресурс»			
95.	«Свободный Труд»	110	2 × 10
ПАО «ТГК-2»			
96.	«Тенино»	110	2 × 10
ООО «Тепличный комбинат Ярославский»			
97.	«Дубки»	110	40

Планируемые к строительству ПС напряжением 110 кВ и выше, строительство которых запланировано в 2021 году, – ПС 110 кВ

«Козьмодемьянск» с трансформаторами мощностью 2×25 МВА.

Планируемые к реконструкции ПС напряжением 110 кВ и выше, строительство которых запланировано в 2022 – 2027 годах:

- ПС 110 кВ «Киноплёнка» (замена трансформатора Т-2 мощностью 10 МВА на трансформатор мощностью 16 МВА в 2027 году);

- ПС 110 кВ «Переславль» (замена трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 25 МВА на трансформаторы мощностью 40 МВА в 2027 году);

- ПС 110 кВ «Толга» (замена трансформатора Т-2 мощностью 15 МВА на трансформатор мощностью 25 МВА в 2023 году);

- ПС 110 кВ «Устье» (замена трансформаторов мощностью 2×10 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×10 МВА в два этапа 2022 году и 2026 году);

- ПС 110 кВ «Скалино» (замена трансформаторов мощностью 2×40 МВА на новые трансформаторы мощностью 2×40 МВА в 2026 году).

3. Существующие и планируемые к строительству и выводу из эксплуатации электрические станции

3.1. Структура установленной мощности генерирующих объектов.

По состоянию на 01.01.2021 в энергосистеме Ярославской области действуют 8 электростанций установленной мощностью 1534,989 МВт и 2 блок-станции установленной мощностью 52 МВт. Структура установленной мощности генерирующих объектов представлена в таблице 3.

Таблица 3

№ п/п	Наименование объекта	Установленная мощность, МВт	Доля от суммарной установленной мощности, процентов
1	2	3	4
1.	ТЭС – всего	1038,429	65,4
1.1.	Ярославская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-2»)	24,6	1,6
1.2.	Ярославская ТЭЦ-2 (ПАО «ТГК-2»)	245	15,4
1.3.	Ярославская ТЭЦ-3 (ПАО «ТГК-2»)	260	16,4
1.4.	Ярославская ТЭС (ООО «Хуадянь-Тенинская ТЭЦ»)	463,9	29,2
1.5.	Тутаевская ПГУ (АО «Тутаевская ПГУ»)	44,929	2,8
2.	ГЭС – всего	496,56	31,3
2.1.	Угличская ГЭС (Филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»)	120	7,55

1	2	3	4
2.2.	Рыбинская ГЭС (Филиал ПАО «РусГидро» – «Каскад Верхневолжских ГЭС»)	376,4	23,74
2.3.	Хоробровская ГЭС (ООО «Хоробровская ГЭС»)	0,16	0,01
3.	Блок-станции – всего	52	3,3
3.1.	АО «Ярославский технический углерод имени В.Ю. Орлова»	24	1,5
3.2.	ПАО «ОДК-Сатурн»	28	1,8
	Всего	1586,989	100

3.2. Ярославская ТЭЦ-1.

Ярославская ТЭЦ-1 расположена в северо-восточной части г. Ярославля. Она является старейшей в энергосистеме региона, была введена в эксплуатацию в 1934 году. В число потребителей станции входят крупные промышленные предприятия города, а также коммунально-бытовые потребители центральной части города численностью населения более 120 тыс. человек. Установленная мощность станции составляет 24,6 МВт. На Ярославской ТЭЦ-1 находятся в эксплуатации 2 турбоагрегата. Топливом служат газ, мазут. Подразделением ТЭЦ-1 является Тенинская котельная (1994 год), на которой установлено 2 водогрейных котла.

Котельное и турбинное оборудование находится в удовлетворительном состоянии, однако значительная часть имеет большой износ, морально и физически устарела. Срок эксплуатации оборудования достигает 50 – 60 лет, что значительно превышает принятые нормативы.

В 2003 году был выполнен проект реконструкции Ярославской ТЭЦ-1, согласно которому на первом этапе намечалось сооружение ОРУ 110 кВ по схеме «две рабочие системы шин» с трансформаторами 110/6-6 кВ Т-1 и Т-2 и подключением одной ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ «Северная», на втором этапе предусматривались демонтаж существующего «квадрата» и подключение трансформаторов Т-3 и Т-4 с последующим подключением ВЛ 110 кВ № 157 и № 158 и второй ВЛ 110 кВ к ПС 110 кВ «Северная».

Проект в полном объеме не реализован. В настоящее время на ТЭЦ-1 имеется два ОРУ 110 кВ. Одно выполнено по схеме «квадрата» и имеет связь с Ярославской ТЭЦ-2 по ВЛ 110 кВ № 157. Второе выполнено по схеме «две рабочие системы шин» и связано с ПС 110 кВ «Северная» по ВЛ 110 кВ «Шинная».

3.3. Ярославская ТЭЦ-2.

Ярославская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1956 году. В настоящее время электростанция играет важнейшую роль в обеспечении электроэнергией и теплом Дзержинского, Ленинского и Кировского районов г. Ярославля, а также крупных промышленных предприятий. Подразделением ТЭЦ-2 является Ляпинская котельная, снабжающая теплом Заволжский район города. Установленная мощность станции составляет 245 МВт. В составе основного оборудования ТЭЦ-2 четыре турбоагрегата.

Топливом служат газ, мазут, уголь. Выдача мощности ТЭЦ-2 осуществляется в основном на генераторном напряжении 6 кВ и на напряжении 110 кВ через ОРУ 110 кВ, которое связано по ВЛ 110 кВ с Ярославской ТЭЦ-1 и Ярославской ТЭЦ-3.

3.4. Ярославская ТЭЦ-3.

Ярославская ТЭЦ-3 была введена в эксплуатацию в 1961 году. В 1967 году закончен монтаж последнего шестого котла, в 1970 году – турбины № 6.

Ярославская ТЭЦ-3 расположена в южной части г. Ярославля и является основным источником электроснабжения крупнейшего в регионе нефтеперерабатывающего завода и потребителей коммунально-бытового сектора, а также обеспечивает теплом более 35 процентов населения г. Ярославля. Установленная мощность станции составляет 260 МВт.

В качестве топлива используются газ и мазут. Выдача мощности ТЭЦ-3 осуществляется на напряжении 35 и 110 кВ.

В настоящее время городскими электростанциями обеспечивается порядка 70 процентов электрических нагрузок города.

3.5. Ярославская ТЭС.

Ярославская ТЭС расположена вблизи г. Ярославля и примыкает к Тенинской котельной. Введена в эксплуатацию в 2017 году.

В состав станции входят две газовые турбины ГТЭ-160 и одна тепловая турбина LN150. Установленная мощность станции составляет 463,9 МВт.

3.6. Тутаевская ПГУ.

Тутаевская ПГУ расположена в г. Тутаеве и работает в комбинированной выработке тепла и электроэнергии. Введена в эксплуатацию в 2020 году.

В состав станции входят 4 газовые турбины ГТА-8PM и две тепловые турбины Т-8,5/10,2. Установленная мощность станции составляет 44,929 МВт.

3.7. Угличская ГЭС и Рыбинская ГЭС.

Установленная мощность Угличской ГЭС составляет 120 МВт.

На Рыбинской ГЭС в настоящее время установлены один гидрогенератор мощностью 55 МВт (введен в 1945 году), два – по 63,2 МВт и три по 65 МВт.

Основное гидроэнергетическое и электротехническое оборудование ГЭС находится в удовлетворительном состоянии, однако с момента установки первых блоков (в 1940, 1941 годах) физически и морально устарело, требует замены и реконструкции.

В настоящее время выполняется реконструкция Рыбинской ГЭС, предусматривающая:

- установку двух автотрансформаторов 220/110 кВ мощностью 2×63 МВА (введены в 2013 году);

- замену групп 1Т (выполнено в 2014 году) и 2Т (выполнено в 2015 году) однофазных трансформаторов 220/13,8 кВ мощностью 3×46 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и

присоединением к ним блоков гидроагрегатов 1Г, 2Г, 3Г, 4Г;

- замену существующих групп 3Г и 4Г однофазных трансформаторов 220/110/13,8 кВ мощностью 3×23 МВА трансформаторами мощностью 80 МВА с подключением их под один выключатель к шинам 220 кВ ОРУ Рыбинской ГЭС и присоединением к ним блоков гидроагрегатов 5Г, 6Г (выполнено в 2016 году);

- реконструкцию гидроагрегатов мощностью 55 МВт с увеличением мощности до 65 МВт, в том числе:

2Г – реконструкция выполнена в 2014 году;

1Г – реконструкция выполнена в 2018 году;

3Г – реконструкция выполнена в 2020 году;

5Г – окончание реконструкции в 2022 году.

Таблица 4

Сводные данные о вводе и демонтаже генерирующего оборудования

Наименование мероприятия	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	Всего, МВт
Ввод и модернизация генерирующего оборудования							10
Демонтаж генерирующего оборудования							
Прирост генерирующего оборудования		10					10

Всего в период 2021 – 2026 годов увеличение установленной мощности по энергосистеме Ярославской области составит 10 МВт.

4. Сводные данные о развитии электрической сети напряжением ниже 110 кВ

В период рассматриваемой перспективы предусматривается дальнейшее развитие электрических сетей 35 кВ с целью обеспечения электроснабжения новых промышленных предприятий, строительство которых планируется в 2022 – 2026 годах, потребителей коммунально-бытового сектора, развивающихся сельскохозяйственных потребителей. Необходимость строительства новых электросетевых объектов 35 кВ, а также объемы реконструкции и технического перевооружения действующих электрических сетей определены с учетом динамики роста электрических нагрузок и баланса мощности.

Основными факторами, определяющими развитие сетей и экономические показатели деятельности сетевых предприятий, являются реконструкция и техническое перевооружение. При решении вопроса о развитии сетей 35 кВ предусмотрены объемы работ по ПС 35 кВ и ВЛ 35 кВ в соответствии с планом мероприятий по реконструкции электрических сетей

с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы в сетях 35 кВ и выше с учетом технического износа и морального старения оборудования ПС, а также необходимости повышения надежности электроснабжения потребителей.

Основными факторами, определяющими необходимость реконструкции и технического перевооружения ПС 35 кВ и выбор приоритетов при выполнении объемов работ в сетях 35 кВ, явились:

- срок ввода ПС в эксплуатацию;
- наличие на ПС устаревшего и малоэффективного оборудования;
- загрузка ПС на расчетный срок с учетом величины суммарной электрической нагрузки новых потребителей, подключаемых к РУ 6, 10 кВ ПС 35 кВ, за рассматриваемый период.

В 2021 – 2026 годах планируется реконструкция 4 ПС 35 кВ с увеличением установленной мощности трансформаторного оборудования на 12,9 МВА. Перечень мероприятий по строительству/ реконструкции объектов электроэнергетики 35 кВ и выше в энергосистеме Ярославской области приведен в приложении 2 к Программе развития электроэнергетики Ярославской области на 2022 – 2026 годы.

Список используемых сокращений

- АО – акционерное общество
- Валдайское ПЭМС – Валдайское предприятие магистральных электрических сетей
- ВЛ – воздушная линия
- ГПП – главная понизительная подстанция
- ГРЭС – государственная районная электростанция
- ГТЭ – газотурбинная энергетическая установка
- ГЭС – гидроэлектростанция
- КС – компрессорная станция транзитного газопровода
- МРСК – Межрегиональная распределительная сетевая компания
- НПЗ – диспетчерское наименование подстанции
- ОАО – открытое акционерное общество
- ОДК – объединенная двигателестроительная корпорация
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПАО – публичное акционерное общество
- ПГУ – парогазовая установка
- ПС – подстанция
- РУ – распределительное устройство
- СТО – стандарт организации
- Схема – Схема развития электрических сетей 110 – 220 кВ энергосистемы Ярославской области на 2021 – 2025 годы
- Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 – диспетчерское наименование силовых трансформаторов
- ТГК-2 – Территориальная генерирующая компания № 2

ТРК – диспетчерское наименование подстанции

ТЭС – тепловая электростанция

ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы

ТЭЦ – теплоэлектроцентраль

1Г, 2Г, 3Г, 4Г, 5Г, 6Г – диспетчерское наименование блоков гидроагрегатов

1Т, 2Т, 3Т, 4Т – диспетчерское наименование силовых трансформаторов

**ПЕРЕЧЕНЬ
мероприятий по строительству/ реконструкции объектов электроэнергетики 35 кВ и выше
в энергосистеме Ярославской области**

№ п/п	Наименование объекта энергетики	Наименование мероприятия	Наименование организации	Параметры оборудования (до/ после реконструкции)	Обоснование	Срок реализации
1	2	3	4	5	6	7
I. Новое строительство						
1.	ВЛ 110 кВ «Неро – Ярославская с отпайками», ВЛ 110 кВ «Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Типинская») до тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	строительство отпаяк от ВЛ 110 кВ «Неро – Ярославская с отпайками» («Ростовская-1»), ВЛ 110 кВ «Тишино – Ярославская с отпайкой на ПС Коромыслово» («Типинская») до тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	- / 8 км	технологическое присоединение (договор от 02.06.2016 № 40767108/ТП-16 МВт ОАО «РЖД»)	2021 год
2.	ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	строительство тяговой ПС 110 кВ «Козьмодемьянск»	ОАО «РЖД»	- / 2 × 25 МВА		
II. Техническое перевооружение и реконструкция (не связанные с техническим состоянием)						
1.	ПС 110 кВ «Киношленка»	реконструкция ПС 110 кВ «Киношленка» с заменой трансформатора Т-2 10 МВА на трансформатор 16 МВА	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	1 × 10 МВА / 1 × 16 МВА	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перегрузка нагрузочных трансформаторов) в	2027 год

1	2	3	4	5	6	7
					<p>послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок</p>	
2.	<p>ПС 110 кВ «Переславль»</p>	<p>реконструкция ПС 110 кВ «Переславль» с заменой трансформаторов 2 × 25 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА</p>	<p>филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»</p>	<p>2 × 25 МВА / 2 × 40 МВА</p>	<p>риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перезагрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок</p>	<p>2026, 2027 годы</p>
3.	<p>ПС 110 кВ «Толга»</p>	<p>реконструкция ПС 110 кВ «Толга» с заменой трансформатора Т-2 15 МВА на 25 МВА</p>	<p>ООО «Ярославль Энергосети»</p>	<p>1 × 15 МВА / 1 × 25 МВА</p>	<p>риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перезагрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок</p>	<p>2023 год</p>
4.	<p>ПС 35 кВ «Дорожаево»</p>	<p>реконструкция ПС 35 кВ «Дорожаево» с заменой трансформаторов 2 × 2,5 МВА на трансформаторы 2 × 4 МВА (перемещение трансформаторов с ПС 35 кВ</p>	<p>филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»</p>	<p>2 × 2,5 МВА / 2 × 4 МВА</p>	<p>риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перезагрузка нагрузочных</p>	<p>2024, 2025 годы</p>

1	2	3	4	5	6	7
		«Семибратово» и ПС 35 кВ «Борок»)			трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок	2027 год
5.	ПС 35 кВ «Моделово-2»	реконструкция ПС 35 кВ «Моделово-2» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 16 МВА	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	2 × 10 МВА / 2 × 16 МВА	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перевыгрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок	2021 год
6.	ПС 35 кВ «Сараево»	реконструкция ПС 35 кВ «Сараево» с заменой трансформатора Т-2 1,6 МВА на трансформатор 2,5 МВА	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	1 × 1,6 МВА / 1 × 2,5 МВА	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перевыгрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок	2025, 2026 годы
7.	ПС 35 кВ «Соломино»	реконструкция ПС 35 кВ «Соломино» с заменой трансформатора 2,5 МВА на трансформатор 4 МВА (перемещение трансформатора с ПС	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	1 × 2,5 МВА / 1 × 4 МВА	риск выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений (перевыгрузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок	2025, 2026 годы

1	2	3	4	5	6	7
		35 кВ «Семибратово»			грузка нагрузочных трансформаторов) в послеаварийных режимах в период зимних максимальных нагрузок	
III. Техническое перевооружение и реконструкция (не связанные с развитием электрической сети)						
1.	ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»), ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Ижнерная») без увеличения пропускной способности	реконструкция ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайками» («Моторная»), ВЛ 110 кВ «Ярославская ТЭЦ-2 – Северная с отпайкой на ПС Орион» («Ижнерная») без увеличения пропускной способности	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	4,03 км / 4,03 км	техническое состояние (акт от 22.06.2018 № 1)	2022 год
2.	ПС 110 кВ «Устье»	реконструкция ПС 110 кВ «Устье» с заменой трансформаторов 2 × 10 МВА на трансформаторы 2 × 10 МВА	филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	2 × 10 МВА / 2 × 10 МВА	техническое состояние (дефектные акты от 14.03.2016 № 1 и № 2)	2021, 2022 годы, 2025, 2026 годы
3.	ПС 110 кВ «Скалино»	реконструкция ПС 110 кВ «Скалино» с заменой трансформаторов 2 × 40 МВА на трансформаторы 2 × 40 МВА	ОАО «РЖД»	2 × 40 МВА / 2 × 40 МВА	техническое состояние (перечень мероприятий, направленных на повышение надежности и наблюдаемости внешнего электропитания тяговых ПС ОАО «РЖД»»,	2022 – 2026 годы

1	2	3	4	5	6	7
					ВЫПОЛНЯЕМЫХ в 2018 – 2025 годах, утвержден 20.02.2018)	

Список используемых сокращений

ВЛ – воздушная линия
 МРСК – Межрегиональная распределительная сетевая компания
 ОАО – открытое акционерное общество
 ООО – общество с ограниченной ответственностью
 ПАО – публичное акционерное общество
 ПС – подстанция
 РЖД – Российские железные дороги
 Т-1, Т-2 – маркировка силовых трансформаторов
 ТЭЦ-2 – теплоэлектроцентраль

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ развития электроэнергетики Ярославской области

1. Оценка влияния выдачи мощности объектов электроэнергетики, вводимых на территории Ярославской области в 2022 – 2026 годах

1.1. Перспективы выдачи мощности Тутаевской ПГУ

В августе 2020 года электрическая часть Тутаевской ПГУ мощностью 44,93 МВт введена в эксплуатацию с разрешения Центрального управления Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в рамках реализации мероприятий по развитию когенерационной энергетики. Проект реализован АО «Тутаевская ПГУ», генеральным подрядчиком являлся АО «ОДК-Газовые турбины».

Ввод в работу Тутаевской ПГУ уменьшил сальдопереток энергосистемы Ярославской области. Повысилась вариативность схем электроснабжения при проведении ремонтной кампании в связи с уменьшением токовой загрузки:

- ВЛ 110 кВ «Венера-Восточная» I и II цепь;
- ВЛ 110 кВ «Рыбинская ГЭС-Восточная» I и II цепь;
- ВЛ 110 кВ «Тутаев-Восточная» I и II цепь;
- АТ-1 и АТ-2 ПС 220 кВ «Тутаев».

Электростанция позволила сократить энергодефицитность Ярославской области на 12,6 процента относительно 2019 года, производство электроэнергии увеличено на 208 млн. кВт×ч в 2020 году, то есть на 2,5 процента от регионального потребления относительно 2019 года. Также обеспечен резерв мощности для развития индустрии на площадке Тутаевского промышленного парка «Мастер».

В основу работы станции заложены современные циклы выработки электроэнергии – парогазовый и когенерационный, с одновременным производством тепловой и электрической энергии. Практика показывает, что ПГУ более экономичны (коэффициент полезного действия станции составляет почти 85 процентов), экологичны, просты и эффективны в обслуживании, чем существующие ТЭС.

1.2. Перспективы выдачи мощности от Любимской МГЭС

Планируется строительство Любимской МГЭС руслового типа на территории Любимского района Ярославской области, на реке Обноре, с функционированием на основе использования возобновляемых источников энер-

гии в энергосистеме Ярославской области. Основное назначение данной МГЭС – восполнение потерь в энергосистеме Ярославской области.

Исходя из среднего многолетнего расхода реки в 14,1 куб. м/с и напора воды в 5,9 метра была определена установленная мощность ГЭС – 694 кВт. Предварительное водохозяйственное и водно-энергетическое обоснование параметров объекта показало выработку электроэнергии в объеме 2,775 млн. кВт × ч в год.

Кроме того, вырабатываемая электроэнергия позволит повысить надежность электроснабжения потребителей г. Любима и Любимского района, снизить дефицит выработки электроэнергии региона, обеспечить качество электроэнергии.

В 40-е годы прошлого века была сдана в эксплуатацию Любимская ГЭС с установленной мощностью 400 кВт. Вырабатываемая этой ГЭС электроэнергия полностью использовалась на нужды г. Любима. Однако в 1969 году плотина была разрушена во время половодья и до настоящего времени не восстановлена.

Любимскую МГЭС планируется расположить на 2 км выше по течению от старого створа ГЭС.

1.3. Хоробровская ГЭС

Хоробровская ГЭС построена на том самом месте, где до 50-х годов действовала Нерль-Волжская ГЭС (40 кВт), на реке Нерль-Волжская Переславского района Ярославской области у деревни Хороброво Андриановского сельского округа.

Гидростанция работает в полностью автоматическом режиме, как в отношении выработки электроэнергии, так и при пропуске паводков. На водосливной плотине ГЭС установлены экспериментальные автоматические затворы «Гидроплюс», позволяющие обеспечить безопасность работы сооружений при пропуске паводков и защиту территорий от наводнений.

Хоробровская ГЭС была сооружена в 2002 году как постоянно действующая опытно-экспериментальная база научно-исследовательского института энергетических сооружений. Используется как полигон для испытания новых типов затворов и турбин для малых ГЭС применительно к суровым климатическим условиям России. Начала работу в 2003 году. В 2019 году продана ПАО «РусГидро» частному лицу.

Расчетный напор воды на станции – 2,5 метра, тип плотины – водосбросная железобетонная и насыпная земляная, высота плотины 5,5 м и 7 м, длина плотины около 200 м. Электрическая мощность – 0,16 МВт, мощность генераторов – 2 × 0,08 МВт. Годовая выработка электроэнергии – не более 1 млн. кВт × ч.

2. Анализ имеющихся ограничений для выполнения технологического присоединения потребителей

Анализ ситуации, сложившейся в топливно-энергетическом комплексе Ярославской области, выявил проблемы в энергообеспечении. Эти проблемы вызваны рядом причин, влияющих на обеспечение устойчивого энергоснабжения и оказывающих негативное воздействие на развитие Ярославской области. В первую очередь, к таковым можно отнести ограничения пропускной способности распределительных электрических сетей, что приводит к снижению надежности электроснабжения потребителей, а также высокий износ электросетевого и энергетического оборудования топливно-энергетического комплекса Ярославской области.

В области развития распределительных сетей необходима реализация мероприятий по реконструкции и развитию электрических сетей, в том числе:

- реконструкция существующих ПС 35 – 110 кВ, выполненных по упрощенным схемам;
- расширение и реконструкция существующих ПС за счет установки вторых трансформаторов на однострановых ПС;
- замена существующих трансформаторов на более мощные;
- строительство новых ПС в центрах роста нагрузок;
- оптимизация степени загрузки центров питания путем снижения уровня потерь электроэнергии, перемещения трансформаторов между центрами питания.

Все эти мероприятия помогут снять имеющиеся ограничения для выполнения технологического присоединения потребителей.

Техническая возможность подключения энергопринимающих устройств потребителей определяется после подачи заявки на технологическое подключение.

Критериями наличия технической возможности технологического присоединения являются:

- сохранение условий электроснабжения (установленной категории надежности электроснабжения и сохранения качества электроэнергии) для прочих потребителей, энергопринимающие установки которых на момент подачи заявки заявителя присоединены к электрическим сетям сетевой организации или смежных сетевых организаций, а также неухудшение условий работы объектов электроэнергетики, ранее присоединенных к объектам электросетевого хозяйства;
- отсутствие ограничений на максимальную мощность в объектах электросетевого хозяйства, к которым надлежит произвести технологическое присоединение;
- отсутствие необходимости реконструкции или расширения (строительства новых) объектов электросетевого хозяйства смежных сетевых организаций либо строительства (реконструкции) генерирующих объектов для удо-

влетворения потребности заявителя;

- обеспечение в случае технологического присоединения энергопринимающих устройств заявителя допустимых параметров электроэнергетического режима энергосистемы, в том числе с учетом нормативных возмущений, определяемых в соответствии с методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утвержденными федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на осуществление функций по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе.

В случае несоблюдения любого из указанных критериев считается, что техническая возможность технологического присоединения отсутствует.

3. Технологическое присоединение проблемных объектов долевого строительства

Технологическое присоединение энергопринимающих устройств заявителей осуществляется в порядке, установленном Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

Органами исполнительной власти Ярославской области определен перечень проблемных объектов долевого строительства.

Перечень проблемных объектов долевого строительства и статус осуществления технологического присоединения объекта к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и ОАО «Рыбинская городская электросеть» приведен в таблице 1.

Таблица 1

Перечень
проблемных объектов долевого строительства и статус осуществления
технологического присоединения объекта к электрическим сетям
филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и ОАО «Рыбинская городская электросеть»

№ п/п	Объект	Разрешение на строительство	Кадастровый номер земельного участка	Мероприятия по договорам об осуществлении технологического присоединения	Статус осуществления технологического присоединения объекта к электрическим сетям
1	2	3	4	5	6
1.	Многоквартирный жилой дом, Ярославская область, Ярославский МР, пос. Красный Бор, дер. Мостец	RU776517305-135-2015 от 06.10.2015	76:17:107101:6068	- реконструкция ТП 1220 Родные просторы (инвентарный номер 13024101-00) с установкой АВ 0,4 кВ (1 шт.); - строительство КЛ 0,4 кВ № 11 ТП 1220 Родные просторы (протяженность около 0,15 км)	договор об осуществлении технологического присоединения от 22.01.2020 № 41869594. Срок выполнения мероприятий по указанному договору – 30.06.2021
2.	Многоквартирный жилой дом с инженерными коммуникациями, г. Ярославль, пересечение	RU 76-301000-468-2015 от 09.09.2015	76:23:021101:397	мероприятий со стороны филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» нет	договор об осуществлении технологического присоединения от 20.09.2019 № 41881750. Срок

1	2	3	4	5	6
	ние улиц 9-й Парковой и Хуторской, стр. 3				выполнения мероприятий по указанному договору – 20.01.2020. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» готов к осуществлению технологического присоединения
3.	Многоквартирный жилой дом с инженерными коммуникациями, г. Ярославль, пересечение улиц 9-й Парковой и Хуторской, стр. 4	RU 76-301000-469-2015 от 09.09.2015	76:23:021101:397	строительство КЛ 0,4 кВ 0,01 км	договор об осуществлении технологического присоединения от 20.09.2019 № 41881769. Срок выполнения мероприятий по указанному договору – 20.01.2020. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» готов к осуществлению технологического присоединения
4.	Жилой дом, г. Ярославль, между ул. Саукова и ул. Папанина,	RU76-301000-578-2015 от 26.10.2015	76:23:020909:0024	мероприятия будут определены по факту подачи заявки на технологическое присоединение	договор об осуществлении технологического присоединения отсутствует

1	2	3	4	5	6
	напротив дома 6 по ул. Саукова, группа секционных жилых домов со встроенными автостоянками (секции 1 – 4)			ние	
5.	Жилой дом, г. Ярославль, пос. Сокол, д. 31а, жилой дом (строения 1 – 3)	RU76301000-569-2012 от 23.11.2012	76:23:061401:653, 76:23:061401:0381	строительство КЛ 0,4 кВ 6 × 0,02 км, монтаж 2 панелей 0,4 кВ в ТП	договор об осуществлении технологического присоединения отсутствует
6.	Многоквартирный дом, г. Ярославль, ул. Ньютона, ул. Слепнева, д. 49, стр. 10	RU 76301000-206-2016 от 25.05.2016	76:23:060804:757, 76:23:000000:69	мероприятий со стороны филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» нет	договор об осуществлении технологического присоединения от 20.09.2019 № 41879777. Срок выполнения мероприятий по указанному договору – 20.01.2020. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» готов к осуществлению технологического присоединения
7.	3-этажный много-	RU76517308-	76:17:144401:1672	- строительство КЛ	договор об осу-

1	2	3	4	5	6
	<p>квартирный жилой дом, стр. 28, с инженерными коммуникациями, Ярославская область, Ярославский МР, пос. Щедрино</p>	<p>591-2014 от 04.05.2016</p>		<p>10 кВ в двухцепном исполнении (около 0,01 км); - установка 2 трансформаторной ТП 10 кВ (ТП 919); - строительство КЛ 10кВ № 5 ПС ТРК (около 1,1 км); - строительство ВЛ 10 кВ № 5 ПС ТРК (около 0,6 км)</p>	<p>ществлении технологического присоединения от 26.06.2014 № 40908801. Срок выполнения мероприятий по указанному договору – 26.06.2015. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» готов к осуществлению технологического присоединения</p>
8.	<p>3-этажный многоквартирный жилой дом, стр. 49, Ярославская область, Ярославский МР, пос. Щедрино</p>	<p>RU76517308-080-2016 от 18.07.2016</p>	<p>76:17:144401:2268</p>	<p>мероприятия будут определены по факту подачи заявки на технологическое присоединение</p>	<p>договор об осуществлении технологического присоединения отсутствует</p>
9.	<p>Многоквартирный жилой дом с инженерными коммуникациями, г. Ярославль, Московский просп., д. 35</p>	<p>RU76-301000-409-2015 от 07.08.2015</p>	<p>76:23:061203:75</p>	<p>мероприятий со стороны филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» нет</p>	<p>договор об осуществлении технологического присоединения от 14.10.2019 № 41893465. Срок выполнения мероприятий по указанному договору –</p>

1	2	3	4	5	6
					14.02.2020. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» готов к осуществлению техно- нологического при- соединения
10.	Многоквартирный жилой дом, г. Яро- славль, ул. Жуковского, д. 29б, в районе ул. Летной	RU7630100-301- 2014 от 03.07.2014	76:23:000000:13202, 76:23:000000:13201, 76:23:000000:13199, 76:23:061401:4316	мероприятия будут определены по факту подачи заявки на техно- логическое присоедине- ние	договор об осу- ществлении техноло- гического присоеди- нения отсутствует
11.	Многоквартирный жилой дом, г. Яро- славль, ул. Сосновая, д. 3 (2 этап строи- тельства)	RU76301000- 331-2014 от 16.07.2014	76:23:020910:1612	мероприятия будут определены по факту подачи заявки на техно- логическое присоедине- ние	договор об осу- ществлении техноло- гического присоеди- нения отсутствует
12.	Жилой дом, стр. 1, г. Яро- славль, ул. Штрауса, д. 40, ул. Писем- ского, д. 27/38	RU76-301000- 426-2017 от 05.10.2017	76:23:062405:17	- строительство КЛ 0,4 кВ № 4 ТП 1741 (около 2 × 70 м); - строительство КЛ 0,4 кВ № 14 ТП 1741 (около 2 × 70 м)	договор об осу- ществлении техноло- гического присоеди- нения от 03.03.2016 № 41113450. Срок выполнения мероприятий по ука- занному договору –

1	2	3	4	5	6
					03.07.2016. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» готов к осуществлению тех- нологического при- соединения
13.	Жилой дом, Яро- славская область, г. Рыбинск, ул. Суркова, участки № 15 – № 17	RU76-303000-9- 2016 от 09.11.2016	76:20:070602:18	- строительство КЛ 6 кВ 0,12 км; - строительство КЛ 6 кВ 0,56 км; - установка двухтранс- форматорной ТП 6/0,4 кВ; - строительство двух КЛ 0,4 кВ 0,1 км	заключен договор об осуществлении технологического присоединения от 10.03.2016 № 2158006 (ОАО «Рыбинская город- ская электросеть»)

4. Анализ центров питания (ПС 35 – 110 кВ), имеющих ограничение на технологическое присоединение дополнительной мощности с учетом заключенных договоров о технологическом присоединении и поданных заявок, а также необеспечивающих требуемый уровень надежности потребителей и предложения по их модернизации

4.1. Анализ максимальных нагрузок по данным контрольного замера энергосистемы за последние 3 года, перечень центров питания филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», имеющих ограничения пропускной способности распределительных электрических сетей, приведены в разделе III Программы развития электроэнергетики Ярославской области на 2022 – 2026 годы.

Перечень мероприятий, выполнение которых планируется в целях повышения надежности и качества электроснабжения, приведен в таблице 2 в дополнение к перечню мероприятий, приведенному в подразделе 6 раздела IV Программы развития электроэнергетики Ярославской области на 2022 – 2026 годы.

Таблица 2

№ п/п	Наименование мероприятия	Проектная мощность		Сроки строительства	
		кВАр	км	год начала	год окончания
1	2	3	4	5	6
1.	Реконструкция сети 35 кВ в целях повышения надежности электроснабжения ПС 35 кВ «Лесные Поляны» в том числе:			2023	2024
1.1.	Реконструкция ВЛ 35 кВ «Филинская-1» и «Филинская-2» с монтажом участка 2-й цепи в опорах от № 19 до № 24		2,64	2023	2024
1.2.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Лесные Поляны» с изменением схемы РУ 35 кВ (35-4Н)			2023	2024
1.3.	Строительство КЛ 35 кВ: кабельный переход ВЛ 35 кВ «Филинская-1» и «Филинская-2» с заходами на ПС 35/10 кВ «Лесные Поляны», с монтажом участка 2-й цепи в пролетах опор от № 8 до № 26		0,266	2023	2024
2.	Реконструкция сети 35 кВ в целях повышения надежности и качества электроснабжения ПС 35 кВ «Некрасово», ПС 35 кВ «Туношна», ПС 35 кВ «Профилакторий» в том числе:			2022	2024
2.1.	Установка на ПС 35 кВ «Некрасово» БСК с реконструкцией (расширением) РУ 10 кВ	1350		2022	2023
2.2.	Замена провода на ВЛ 35 кВ «Лютювская» с за-		19,52	2022	2023

1	2	3	4	5	6
	меной опор				
2.3.	Замена провода на ВЛ 35 кВ «Туношонская» с заменой опор		9,3	2023	2024
3.	Реконструкция сети 35 кВ в целях повышения надежности и качества электроснабжения ПС 35 кВ «Глебово», ПС 35 кВ «Батьки», ПС 35 кВ «Нагорье», ПС 35 кВ «Сараево» в том числе:			2025	2026
3.1.	Реконструкция 2-й цепи ВЛ 35 кВ вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Переславль-Кибернетик» и далее по трассе ВЛ 35 кВ «Глебовская»		10,4	2025	2026
3.2.	Реконструкция ПС 35/10 кВ «Глебово» с установкой дополнительной ячейки 35 кВ, с изменением схемы РУ 35 кВ (35-9)			2025	2026
4.	Модернизация ПС 110 кВ «Пищалкино» с монтажом дополнительной ячейки 110 кВ (1 шт.), трансформаторов тока 110 кВ (3 шт.) и разъединителей 110 кВ (2 шт.)			2022	2022

4.2. Обоснования реконструкции электросетевых объектов энергосистемы Ярославской области, представленных в таблице 2:

4.2.1. Реконструкция сети 35 кВ в целях повышения надежности электроснабжения ПС 35 кВ «Лесные Поляны»:

- реконструкция ВЛ 35 кВ «Филинская-1» и «Филинская-2» с монтажом участка 2-й цепи в опорах от № 19 до № 24 (АС-70, протяженность 2,64 км);

- реконструкция ПС 35 кВ «Лесные Поляны» с изменением схемы РУ 35 кВ (35-4Н);

- строительство КЛ 35 кВ: кабельный переход ВЛ 35 кВ «Филинская-1,2» с заходами на ПС 35 кВ «Лесные Поляны», с монтажом участка 2-й цепи в пролете опор от № 8 до № 26 (протяженность 0,266 км).

Электроснабжение двухтрансформаторной ПС 35 кВ «Лесные Поляны» осуществляется от одного источника питания ВЛ 35 кВ «Филинская-1». Подстанция питает потребителей раб. пос. Лесные Поляны, пос. Кузнечиха Заволжского района г. Ярославля, общая мощность нагрузки 11,91 МВА (ГУП «Ярдормост», освещение моста через р. Волгу в г. Ярославле), ОАО «Ярсельхозмонтажпроект», ЗАО «ПК Ярославич» (сельскохозяйственный производитель) и другие. В числе потребителей: население (более 6 тыс. человек), социально значимые объекты (медицинские учреждения – 2, школы – 3, дошкольные учреждения – 4, котельные – 5, скважины – 2, объекты АО «Ярославльводоканал» – 2 (централизованное водоснабжение и водоотведение).

На данный момент потребители ПС 35 кВ «Лесные Поляны» не обеспечиваются достаточным уровнем надежности (один независимый источник электроснабжения).

Аварийное отключение ВЛ 35 кВ «Филинская-1» приведет к погашению ПС 35 кВ «Лесные Поляны» на время, необходимое для выполнения ре-

монтажных работ по устранению причин отключения, что особенно опасно в отопительный период при низких температурах наружного воздуха.

Реализация проекта реконструкции сети 35 кВ позволит повысить надежность электроснабжения потребителей пос. Лесные Поляны, пос. Кузнечиха Заволжского района г. Ярославля, обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Филинская-1» без ограничения потребителей, обеспечить возможность технологического присоединения новых потребителей 1 и 2 категории в рассматриваемом перспективном районе нагрузок. Реализация мероприятий планируются в период 2023 – 2024 годов.

4.2.2. Реконструкция сети 35 кВ в целях повышения надежности и качества электроснабжения ПС 35 кВ «Некрасово», ПС 35 кВ «Туношна», ПС 35 кВ «Профилакторий»:

- замена провода на ВЛ 35 кВ «Лютовская» с заменой опор на магистральном участке от ПС 110 кВ «Лютово» до ПС 35 кВ «Туношна» на АС-120 (19,52 км);

- замена провода на ВЛ 35 кВ «Туношонская» с заменой опор на участке от ПС 35 кВ «Туношна» до опоры № 43 на АС-120 (9,3 км);

- установка на ПС 35 кВ «Некрасово» БСК с реконструкцией (расширением) РУ 10 кВ на 1 и 2 с.ш. 10 кВ мощностью по 1350 кВАр на каждой с.ш.

В режиме отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ «Смирновская» расчетное напряжение в сети 35 кВ в максимум нагрузок – 27,5 кВ; на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ «Профилакторий» – менее 9 кВ; на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ «Некрасово» – менее 9 кВ. Снижение напряжения на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ более чем на 10 процентов от номинального (нарушение требований ГОСТ 32144-2013).

Недопустимое снижение напряжения на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ также наблюдается в режиме отключения (вывода в ремонт) ВЛ 35 кВ «Лютовская», ВЛ 35 кВ «Некрасовская», Т-1 ПС 35 кВ «Некрасово».

Причинами снижения напряжения в указанных режимах (прежде всего при выводе в ремонт ВЛ 35 кВ «Смирновская») являются высокие нагрузки (14 МВт суммарно по сети 35 кВ) и значительная протяженность сети 35 кВ (43,4 км от центра питания ПС 110 кВ «Лютово» до ПС 35 кВ «Профилакторий»).

ПС 35 кВ «Некрасово» и ПС 35 кВ «Профилакторий» в силу географического расположения района вдоль берега р. Волги не имеют связей по напряжению 10 кВ с другими центрами питания. Взаиморезервирование ВЛ 10 кВ осуществляется исключительно в пределах сети данных ПС. Соответственно перевод нагрузки за пределы рассматриваемой сети 35 кВ в послеаварийных режимах невозможен.

Недостаточная эффективность мероприятий по регулированию напряжения за счет устройств РПН и ПБВ трансформаторов (крайние положения) и отсутствие возможности применения оперативных мероприятий по перераспределению нагрузки приводят к необходимости ввода ограничений потребителей в период максимальных нагрузок на время выполнения ремонт-

ных режимов в объеме до 3,3 МВт (бытовая нагрузка, количество жителей – 1690 человек, ответственные потребители: 1 котельная, 1 скважина, санаторий «Малые Соли» (2 категория надежности), санаторий «Золотой Колос» (2 категория надежности)).

Реализация проекта реконструкции сети 35 кВ позволит обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Смирновская», ВЛ 35 кВ «Лютовская», ВЛ 35 кВ «Некрасовская», Т-1 ПС 35 кВ «Некрасово» без ограничения потребителей, обеспечить качество электроэнергии в точках передачи в соответствии с ГОСТ 32144-2013, обеспечить возможность технологического присоединения новых потребителей в Некрасовском МР, повысить надежность электроснабжения потребителей. Реализация мероприятий планируется по этапам в период 2022 – 2024 годов.

4.2.3. Реконструкция сети 35 кВ в целях повышения надежности и качества электроснабжения ПС 35 кВ «Глебово», ПС 35 кВ «Батьки», ПС 35 кВ «Нагорье», ПС 35 кВ «Сараево»:

- реконструкция 2-й цепи ВЛ 35 кВ (АС-95, 10,4 км) вдоль существующей ВЛ 35 кВ «Переславль-Кибернетик» и далее по трассе ВЛ 35 кВ «Глебовская»;

- реконструкция ПС 35 кВ «Глебово» с установкой дополнительной ячейки 35 кВ, с изменением схемы РУ 35 кВ (35-9).

В настоящее время отключение или вывод в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» в осенне-зимний период (с сентября по май) приводит к недопустимому снижению напряжения до 25 кВ в сети 35 кВ и до значений менее 9 кВ на с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ «Глебово», ПС 35 кВ «Нагорье», ПС 35 кВ «Сараево», значений менее 5,4 кВ на с.ш. 6 кВ ПС 35 кВ «Батьки».

Таким образом, при отключении или выводе в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» происходит снижение напряжения на с.ш. 6 – 10 кВ ПС 35 кВ более чем на 10 процентов от номинального значения (нарушение требований ГОСТ 32144-2013).

Причинами снижения напряжения в указанном режиме являются высокие нагрузки и значительная протяженность сети 35 кВ (102,9 км по сети 35 кВ от центра питания ПС 110 кВ «Нила» до ПС 35 кВ «Глебово»). Недостаточная эффективность мероприятий по регулированию напряжения за счет устройств РПН и ПБВ трансформаторов (крайние положения) и отсутствие возможности перевода нагрузки на другие центры питания приводят к ограничениям потребителей в послеаварийных режимах.

Реализация проекта позволит обеспечить возможность вывода в ремонт ВЛ 35 кВ «Глебовская» без ограничения потребителей, обеспечить качество электроэнергии в точках передачи в соответствии с ГОСТ 32144-2013, обеспечить возможность технологического присоединения новых потребителей в городском округе Переславле-Залесском, повысить надежность электроснабжения потребителей, снизить риски возникновения аварийных ситуаций. Реализация мероприятий планируются в период 2025 – 2026 годов.

Основное мероприятие по техническому перевооружению и рекон-

струкции электросетевых объектов в 2021 – 2026 годах, не связанных с развитием электрической сети, – модернизация ПС 110 кВ «Пищалкино» с монтажом дополнительной ячейки 110 кВ (1 шт.), трансформаторов тока 110 кВ (3 шт.) и разъединителей 110 кВ (2 шт.) для разделения нагрузки участка сети 110 кВ. Реализация мероприятия – 2022 год.

5. Оценка фактических значений показателей надежности и качества услуг по передаче электрической энергии социально значимым потребителям и населению

5.1. Перечень организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии социально значимым потребителям и населению на территории Ярославской области:

- филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»;
- АО «ЯрЭСК»;
- ОАО «Рыбинская городская электросеть»;
- МУП Тутаевского МР «Горэлектросеть»;
- АО «Ресурс», г. Гаврилов-Ям;
- АО «Оборонэнерго»;
- Северная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение «Трансэнерго» – филиала ОАО «РЖД»
- ООО «Северэнерго»;
- ООО «ЭнергоСистемныеРешения»;
- ООО «Техпромэксперт-Ярославль»;
- АО «МЭК».

5.2. Анализ плановых и фактических значений показателей надежности и качества услуг, реализуемых ТСО, приведен в таблице 3.

Уровень надежности электроснабжения сетевой организации определяется как отношение фактической суммарной продолжительности прекращения передачи электрической энергии (часов) в год к общему числу потребителей.

Показатель уровня качества осуществляемого технологического присоединения к сети определяется как отношение плановых показателей качества предоставляемых услуг к фактическим показателям.

Показатель уровня качества обеспечения потребителей услуг определяется как сумма индикаторов:

- информативности;
- исполнительности;
- результативности обратной связи с учетом весовых показателей индикатора.

По итогам анализа установлено выполнение в основном сетевыми организациями заданных параметров уровня надежности и качества реализованных услуг в отношении потребителей.

Таблица 3

Уровни плановых значений показателей надежности и качества реализуемых услуг филиала
 ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и ТСО

№ п/п	Наименование структурной организации	Год	Уровни надежности реализуемых товаров (услуг)/ показатели средней продолжительности прекращения передачи электрической энергии на точку поставки*			Показатель средней частоты прекращения передачи электрической энергии на точку поставки*			Уровни качества реализуемых товаров (услуг)							
			плановый	фактический	отклонение	плановый	фактический	отклонение	плановый	фактический	отклонение	плановый	фактический	отклонение		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
1.	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»	2015	0,127	0,0981	-0,0289	X	X	X	X	X	X	X	1,0102	0,8075	-0,2027	
		2016	0,1251	0,0964	-0,0287	X	X	X	X	X	X	X	1,0102	0,8058	-0,2044	
		2017	0,1232	0,0947	-0,0285	X	X	X	X	X	X	X	1,0102	0,8167	-0,1935	
		2018	2,8698	2,5680	-0,30176	1,3002	1,34047	0,04027	1,0007	1,01972	0,01902	X	X	X	X	X
		2019	2,8268	2,2844	-0,54232	1,2807	1,27703	-0,00367	1	1,0287	0,0287	X	X	X	X	X
		2020	2,7844			1,2615			1					X	X	X
		2021	2,7426			1,2426			1					X	X	X
		2022	2,7015			1,224			1					X	X	X
		2015	0,072	0,0053	-0,0667	X	X	X	1,0901	1	1,0901	1	-0,0901	0,8975	0,8833	-0,0142
		2016	0,0709	0,0015	-0,0694	X	X	X	1,0767	1	1,0767	1	-0,0767	0,8975	0,8833	-0,0142
2017	0,0698	0,0016	-0,0682	X	X	X	1,0636	1	1,0636	1	0,0636	0,8975	0,8828	-0,0147		
2018	0,0688	0,0019	-0,0669	X	X	X	1,0506	1	1,0506	1	-0,0506	0,8975	0,8833	-0,0142		
2019	0,0678	0,0016	-0,0662	X	X	X	1,0379	1	1,0379	1	-0,0379	0,8975	0,8833	-0,0142		
2020	2,3529	0,035	-2,3179	0,0322			1					X	X	X		
2021	2,3176			0,0318			1					X	X	X		
2022	2,2828			0,0313			1					X	X	X		
2023	2,2486			0,0308			1					X	X	X		
2024	2,2149			0,0303			1					X	X	X		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
3.	ОАО «Рыбинская городская электросеть»	2015	0,0066	0,0032	-0,0034	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,8708	-0,0267	
		2016	0,0065	0,0044	-0,0021	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,9783	0,0808	
		2017	0,0064	0,005	-0,0014	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,9086	0,0111	
		2018	0,0063	0,0074	0,001	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,8975	-	
		2019	0,0062	0,0169	0,0107	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,8975	-	
		2020	3,1641			0,8754	X	X	1				X	X	X
		2021	3,1166			0,8622			1				X	X	X
		2022	3,0699			0,8493			1				X	X	X
		2023	3,0238			0,8365			1				X	X	X
		2024	2,9785			0,824			1				X	X	X
4.	МУП Гутаевского МР «Горэлектросеть»	2015	0,0549	0,0444	-0,0105	X	X	X	1,1297	1,159	0,0293	0,8975	0,8538	-0,0437	
		2016	0,054	0,0483	-0,0057	X	X	X	1,1218	1,1278	0,006	0,8975	0,8512	-0,0463	
		2017	0,0532	0,0568	0,0036	X	X	X	1,114	1,0907	-0,0233	0,8975	0,8908	-0,0067	
		2018	0,0524	0,0512	-0,0012	X	X	X	1,1062	1,0955	-0,0107	0,8975	0,8181	-0,0794	
		2019	0,0516	0,0419	-0,0097	X	X	X	1,0987	1,0202	-0,0785	0,8975	0,8264	-0,0711	
		2020	0,0524			0,0312			1,1193				X	X	X
		2021	0,0516			0,0308			1,11				X	X	X
		2022	0,0509			0,0303			1,1009				X	X	X
		2023	0,0501			0,0299			1,0919				X	X	X
		2024	0,0494			0,0294			1,083				X	X	X
5.	АО «Ресурс», г. Гаврилов-Ям	2015	0,0034	0	-0,0034				1	-	-	0,8975	-	-	
		2016	0,0033	0,0023	-0,001				1	1,469	0,469	0,8975	0,8975	-	
		2017	0,0033	0,0339	0,0306				1	1	-	-	0,8975	0,8803	-0,0172
		2018	0,0032	0,0153	0,0121				1	1	-	-	0,8975	0,9189	0,0214
		2019	0,0032	0,0029	-0,0258				1	1	-	-	0,8975	0,9189	0,0214
		2020	0,7968			0,2287			1						
		2021	0,7848			0,2252			1						
		2022	0,7731			0,2219			1						
		2023	0,7615			0,2185			1						
		2024	0,7501			0,2153			1						

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
6.	АО «Оборон- энерго»	2015	0,2195	0,1948	-0,0247	X	X	X	1	0,9	-0,1	0,8975	0,8954	-0,0021	
		2016	0,2162	0,0964	-0,1198	X	X	X	1	0,8808	-0,1192	0,8975	0,86	-0,0375	
		2017	0,213	0,114	-0,099	X	X	X	1	1	-	0,8975	0,9105	0,013	
		2018	0,2098	0,1981	-0,0117	X	X	X	1	0,88	-0,12	0,8975	0,8892	-0,0083	
		2019	0,2066	0,4080	0,2014	X	X	X	1	0,98	0,02	0,8975	0,8688	-0,0287	
		2020	3,2583			0,554			1			X	X	X	X
		2021	3,2095			0,5457			1			X	X	X	X
		2022	3,1613			0,5375			1			X	X	X	X
		2023	3,1139			0,5294			1			X	X	X	X
		2024	3,0672			0,5215			1			X	X	X	X
7.	Северная дирекция по эне- ргобеспе- чению – структур- ное под- разделе- ние «Транс- энерго» – филиала ОАО «РЖД»	2015	0,0230	0,0061	-0,01696	X	X	X	1	1,0348	0,0348	0,8975	0,8892	-0,0083	
		2016	0,0227	0,0104	-0,01232	X	X	X	1	1,2424	0,2424	0,8975	0,8954	-0,0021	
		2017	0,0223	0,0104	-0,01164	X	X	X	1	1,2424	0,2424	0,8975	0,8954	-0,0021	
		2018	0,0220	0,0606	0,03862	X	X	X	1	1,08	0,08	0,8975	0,8888	-0,0087	
		2019	0,0217	0,0287	-0,0069	X	X	X	1	2,2	-1,2	0,8975	0,8888	-0,0087	
		2020	0,0984			0,0325	X	X	1,091			X	X	X	X
		2021	0,0969			0,032			1,0821			X	X	X	X
		2022	0,0954			0,0315			1,0734			X	X	X	X
		2023	0,094			0,031			1,0648			X	X	X	X
		2024	0,0926			0,0306			1,0563			X	X	X	X
8.	ООО «Север- энерго»	2018	0	0	-	0,0000	0	-	1	1	-	X	X	X	
		2019	0	0	-	0	0	-	1	1	-	X	X	X	
		2020	0			0				1			X	X	X
		2017	0	0,0000	-					1	1	-	0,8975	0,8886	-0,0089
9.	АО «МЭК»	2018	0	0,0000	-				1	1	-	0,8975	0,8975	-	
		2019	0	0,0000	-				1	1	-	0,8975	0,8975	-	
		2020	0							1	1	-	0,8975	0,8975	-
		2021	0							1	1	-	0,8975	0,8975	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
10.	ООО «Энерго- Систем- ные Решения»	2017	0	0	-				1	1	-	0,8975	0,8975	-	
		2018	0	0,0370	-0,0370				1	1	-	-	0,8975	0,8975	-
		2019	0	0,3380	-0,3380				1	1	-	-	0,8975	0,8975	-
		2020	0						1				0,8975		
		2021	0						1				0,8975		
11.	ООО «Тех- промэкс- перг- Яро- славль»	2017	0,6667	0	+0,6667				1	1	-	0,8975	0,8975	-	
		2018	0,6567	0	+0,6567				1	1	-	-	0,8975	0,8975	-
		2019	0,6468	0	+0,6468				1	1	-	-	0,8975	0,8975	-
		2020	0				0		1				0,8975	0,9079	+0,0104
		2021	0				0		1				X	X	X
		2022	0				0		1				X	X	X
		2023	0				0		1				X	X	X
2024	0				0		1				X	X	X		

* В соответствии с приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 29.11.2016 № 1256 «Об утверждении Методических указаний по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетей организаций» для ТСО, у которых долгосрочный период регулирования начался с 2018 года и позднее, уровень надежности и уровень качества оказываемых услуг устанавливаются в новых показателях: для филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» – 2018 – 2022 годы, ООО «Северэнерго» – 2018 – 2020 годы, у остальных ТСО новые параметры утверждены с 2020 года.

6. Анализ состояния электросетевого комплекса СНТ и разработка мероприятий по консолидации и восстановлению указанного комплекса на территории Ярославской области, реализуемых в целях повышения надежности и качества электроснабжения, создания благоприятных, комфортных условий для жителей, ведущих садоводческое, огородническое хозяйство

6.1. Информация о состоянии электросетевого комплекса СНТ на территории Ярославской области.

В Ярославской области насчитывается около 800 СНТ с числом садоводческих участков более 150 тысяч, на которых трудится и отдыхает более 400 тысяч жителей Ярославской области. В личных подсобных хозяйствах выращивается значительное количество овощей и плодово-ягодных культур. Ежегодно на садоводческих участках выращивается сельскохозяйственной продукции в валовом объеме на сумму более 2 млрд. рублей.

Электрические сети большей части СНТ построены в 60-е – 70-е годы прошлого столетия. В настоящее время техническое состояние электрических сетей, находящихся в собственности СНТ, в основном неудовлетворительное.

Объем электросетевых активов СНТ, по предварительным оценкам, составляет около 6 000 УЕ.

Для СНТ, которые самостоятельно содержат свои электрические сети, характерно:

- ненадежное и некачественное электроснабжение, нехватка мощности на старых аварийных ТП, изношенные электрические сети заниженного сечения, не рассчитанные на большую нагрузку;

- выполнение на электрических сетях, как правило, только аварийного ремонта без организации работ по техническому обслуживанию, проведению текущего и капитального ремонта, отсутствие квалифицированного персонала;

- отсутствие прозрачной системы внутреннего учета электроэнергии в СНТ, так как приборы учета размещены не на границах земельных участков, а в труднодоступных для контроля местах, что приводит к коммерческим потерям в размере 30 – 40 процентов от общего объема потребления электроэнергии, в результате садоводам приходится платить за недобросовестных соседей по СНТ;

- наличие реальной угрозы поражения садоводов электрическим током из-за неудовлетворительного состояния электросетей.

Все это вызывает многочисленные жалобы садоводов на качество электроснабжения, низкий уровень напряжения. В электрических сетях СНТ имеют место большие потери электроэнергии.

6.2. Результаты реализации мероприятий по консолидации и восстановления электросетевого комплекса СНТ Ярославской области в 2014 – 2020 годах и планируемые объемы консолидации и восстановления электрических сетей СНТ на 2021 – 2026 годы.

Ярославская область в числе первых среди регионов Российской Федерации с 2014 года начала комплексно решать проблему обеспечения надежного, качественного и эффективного электроснабжения СНТ с участием электросете-

вой организации АО «ЯрЭСК», созданной Правительством области и ПАО «МРСК Центра».

6.2.1. В 2014 – 2020 годах в процессе консолидации электрических сетей СНТ на баланс АО «ЯрЭСК» приняты электрические сети 0,4 – 10 кВ 158 СНТ протяженностью 580 км, 69 ТП 10-6/0,4 кВ суммарной трансформаторной мощностью 9,15 МВА в 11 муниципальных образованиях. В неудовлетворительном состоянии находилось 70 процентов электрических сетей.

На данных электрических сетях СНТ ведутся работы по капитальному ремонту и реконструкции ВЛ 6 – 10 кВ, ТП, электросетей 0,4 кВ с заменой изолированного провода на СИП с увеличением сечения для обеспечения качества электроэнергии. За период 2014 – 2020 годов проведены реконструкция и капитальный ремонт 337 километров воздушных и КЛ электропередачи, смонтировано новых и реконструировано 46 ТП с увеличением мощности трансформаторов.

В результате обеспечивается надежное и качественное электроснабжение 29 976 садовых участков.

В период 2015 – 2020 годов в 51 СНТ после проведения реконструкции электрических сетей 0,4 кВ смонтирована система АСКУЭ БП. Установлено 7 265 счетчиков с возможностью передачи показаний в автоматическом режиме, что позволило потребителям электроэнергии в СНТ заключать договоры на поставку электроэнергии с гарантирующим поставщиком, минуя СНТ.

В результате установки АСКУЭ БП потери электрической энергии в электрических сетях СНТ снижены в среднем с 35 процентов до уровня технических потерь 6 – 8 процентов и обеспечена прозрачность расчетов за потребленную электрическую энергию.

6.2.2. В 2021 году АО «ЯрЭСК» планируется принять на баланс электрические сети 0,4 – 10 кВ 15 СНТ протяженностью 50 километров, а также провести реконструкцию и капитальный ремонт ЛЭП общей протяженностью 48 км, провести монтаж 2 новых КТП и реконструкцию 2 существующих ТП с увеличением мощности трансформаторов.

6.2.3. В период 2022 – 2026 годов планируется ежегодно консолидировать около 75 км электрических сетей ЛЭП 0,4 – 10 кВ, обеспечивающих электроснабжение 20 – 25 СНТ, поэтапно проводить реконструкцию и капитальный ремонт около 60 км ЛЭП 0,4 – 10 кВ, а также строить и реконструировать по 6 ТП в год, в том числе для СНТ «Старостино» (Тутаевский МР), путем строительства ВЛ 10 кВ в объеме 1 км и ВЛ 0,4 кВ в объеме 0,2 км, установки трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ мощностью 63 кВА. За период 2022 – 2026 годов АО «ЯрЭСК» планирует принять на баланс 375 км ЛЭП СНТ объемом 750 УЕ.

6.2.4. Всего до конца 2026 года планируется консолидировать более 1000 км электрических сетей, обеспечивающих электроснабжение 280 СНТ, с объемом электросетевых активов 2 190 УЕ, что составит около 35 процентов от их общего количества (таблица 4).

До конца 2026 года планируется восстановить более 680 км из 760 км электрических сетей СНТ, принимаемых на баланс предприятия и требующих восстановления (таблица 5).

6.2.5. В целях развития электросетевого комплекса в части перехода к «цифровым сетям» в 2021 году и в 2022 – 2026 годах АО «ЯрЭСК» продолжится работа по внедрению системы АСКУЭ БП на электрических сетях СНТ.

В том числе продолжится работа:

- по созданию общедоступной, надежной, прозрачной и проверяемой системы интеллектуального коммерческого учета электроэнергии;
- по снижению потерь электроэнергии с существующих в СНТ 30 – 40 процентов до уровня нормативных технических потерь;
- по обеспечению наблюдаемости сетевых объектов и режимов их работы;
- по повышению надежности электроснабжения потребителей;
- по повышению открытости и прозрачности деятельности АО «ЯрЭСК».

Количество ежегодно устанавливаемых в СНТ приборов учета электроэнергии с передачей информации в АСКУЭ БП планируется довести до 1900 штук ежегодно в период 2022 – 2026 годов.

К 2026 году количество установленных приборов учета электроэнергии на участках садоводов составит порядка 18,5 тыс. единиц в более чем в 100 СНТ (таблица 6). Соответственно произойдет увеличение садоводческих участков, обеспеченных приборами учета, с 24 процентов на 01.01.2021 до более 50 процентов к концу 2026 года.

6.3. Целевые показатели работы по консолидации и восстановлению проблемных электрических сетей СНТ, переданных в собственность АО «ЯрЭСК», на территории Ярославской области на период до 2026 года:

- приведение технического состояния электрических сетей СНТ в соответствие с требованиями Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, приведение параметров качества электрической энергии в соответствие с требованиями ГОСТ 32144-2013;
- обеспечение надежности и качества электроснабжения в более чем 40 тысячах садоводческих хозяйств в 250 – 300 СНТ, в том числе более 180 тысяч человек, занимающихся садоводством и огородничеством, или почти 1/4 части жителей области;
- исключение для садоводов затрат на содержание объектов электросетевого хозяйства СНТ (в том числе на аварийно-восстановительные ремонты и модернизацию объектов электросетевого хозяйства);
- обеспечение безопасности садоводов при эксплуатации электрических сетей СНТ;
- обеспечение прозрачности расчетов за потребленную электрическую энергию за счет внедрения АСКУЭ БП;
- снижение потерь электрической энергии, составляющих в настоящее время в СНТ порядка 30 – 40 процентов, до уровня нормативных технических потерь.

Реализация мероприятий по консолидации и восстановлению электрических сетей СНТ обеспечит социальную поддержку граждан, прежде всего пенсионеров, малоимущих слоев населения, а также создание комфортных условий для активного отдыха и занятия садоводством в Ярославской области.

Таблица 4

Результаты консолидации электросетевых активов СНТ в 2014 – 2020 годах, план на 2021 год и прогнозные показатели на 2022 – 2026 годы*

№ п/п	Наименование показателя	2014 – 2020 годы (факт)	2020 г. (факт)	2021 г. (план)	2022 г. (прогноз)	2023 г. (прогноз)	2024 г. (прогноз)	2025 г. (прогноз)	2026 г. (прогноз)	Итого, 2022 – 2026 годы	Всего
1.	УЕ	1 238	102	100	150	150	150	150	150	750	2 190
2.	Км	530	50	50	75	75	75	75	75	375	1 005
3.	МВА	8,32	0,83	0,45	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	3	12,6
4.	Количество участков	26 849	3 127	2 700	3 900	3 900	3 900	3 900	3 900	19 500	52 176
5.	Количество СНТ	145	13	15	20	20	20	20	20	100	273

* Расчет осуществлен исходя из средней величины электросетевых активов для одного СНТ в объеме 9 УЕ.

Количественные показатели принятого на баланс АО «ЯрЭСК» электросетевого имущества, принадлежащего СНТ, и его последующее восстановление рассчитаны с учетом выделения с 2022 года дополнительных денежных средств для финансирования восстановления электрических сетей, принятых от СНТ.

Таблица 5

Результаты объемов восстановления электросетевых активов СНТ в 2014 – 2020 годах, план на 2021 год и прогнозные показатели на 2022 – 2026 годы

№ п/п	Наименование показателя	2014 – 2019 годы	2020 г. (факт)	2021 г. (план)	2022 г. (прогноз)	2023 г. (прогноз)	2024 г. (прогноз)	2025 г. (прогноз)	2026 г. (прогноз)	2022 – 2026 годы	Всего го
1. Протяженность электрических сетей СНТ, требующих восстановления											
	Протяженность электрических сетей СНТ, требующих восстановления, км	374	52	54	56	56	56	56	56	280	760
2. Физические объемы работ по восстановлению электрических сетей СНТ											
2.1.	Реконструкция, капитальный ремонт магистральных и распределительных ВЛ 0,4/6/10 кВ с заменой изолированного провода на СИП (нарастающим итогом), км	291	46	48	60	60	60	60	60	300	685
2.2.	Монтаж новых КТП и реконструкция существующих ТП 10 – 6/0,4 кВ, шт.	37	9	4	6	6	6	6	6	30	80

Таблица 6

Параметры оборудования СНТ АСКУЭ БП в 2014 – 2020 годах, план на 2021 год и прогнозные показатели на 2022 – 2026 годы

Наименование показателя	2014 – 2019 годы (факт)	2020 г. (факт)	2021 г. (план)	2022 г. (прогноз)	2023 г. (прогноз)	2024 г. (прогноз)	2025 г. (прогноз)	2026 г. (прогноз)	Итого, 2022 – 2026 годы	Всего
Установлено приборов учета	4 860	2 405	1 768	1 900	1 900	1 900	1 900	1 900	9 500	18 533

7. Анализ выполнения мероприятий по устранению претензий, поступающих от граждан в адрес органов исполнительной власти и субъектов электроэнергетики (по информации из обращений граждан и юридических лиц в разрезе муниципальных образований), и «ликвидации узких мест» на распределительных сетях в целях повышения надежности и качества электроснабжения населенных пунктов Ярославской области

7.1. Перечень мероприятий по «ликвидации узких мест» в электрических сетях в целях повышения надежности и качества электроснабжения населенных пунктов Ярославской области
(реализация указанных мероприятий планируется филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»)

Таблица 7

№ п/п	Наименование муниципального образования области	Населенный пункт	Мероприятия	Срок исполнения (по инвестиционной программе), год
1	2	3	4	5
1.	Большесельский МР	дер. Устье	строительство ответвления ВЛ 10 кВ (протяженность 1,3 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор (20 шт.) и провода на СИП (протяженность 0,9 км)	2021
2.	Даниловский МР	дер. Баскаково	строительство ответвления ВЛ 10 кВ (протяженность 0,9 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), строительство ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,3 км)	2021
3.	Мышкинский МР	дер. Белозеро	реконструкция участка ВЛ 10 кВ с заменой провода (протяженность 1,170 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор (8 шт.) и провода на СИП (протяженность 0,347 км)	2021
4.	Мышкинский МР	пос. Юхоть	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 1,430 км)	2022

1	2	3	4	5
5.	Некрасовский МР	с. Диево- Городище	ретрофит резервной ячейки на 2 с.ш, 10 кВ ПС 35 кВ «Моделово-2»	2022
6.	Некрасовский МР	с. Новое	реконструкция с заменой ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,25 МВА), строительство ВЛ 0,4 кВ совместным подвесом провода по существующим опорам (протяженность 1,690 км)	2021
7.	Городской округ город Переславль- Залесский	дер. Высоково	реконструкция с заменой ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,16 кВА), ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (79 шт.) (протяженность 3,075 км)	2021
8.	Городской округ город Переславль- Залесский	дер. Головин- ское	строительство ответвления ВЛ 10 кВ (протяженность 0,1 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,16 МВА), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), реконструкция с заменой КТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,4 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с изменением границ полос отвода и охранных зон, с заменой провода на СИП и опор (97 шт.) (протяженность 4,294 км)	2021
9.	Городской округ город Переславль- Залесский	дер. Желтиково	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (25 шт.) (протяженность 1,24 км)	2021
10.	Городской округ город Переславль- Залесский	дер. Охогино	реконструкция с заменой КТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,1 МВА на 0,16 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор (28 шт.), провода на СИП (протяженность 1,301 км)	2021
11.	Городской округ город Переславль- Залесский	с. Городище	реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,16 МВА на 0,25 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (17 шт.) (протяженность 2,21 км), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (40 шт.) (протяженность 2,6 км)	2022
12.	Городской округ город Переславль-	дер. Кружково	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (14 шт.) (протяженность 0,556 км)	2021

1	2	3	4	5
	Залесский			
13.	Городской округ город Переславль-Залесский	с. Глебовское	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (32 шт.) (протяженность 3,9 км), строительство участка ВЛ 10 кВ (протяженность 0,1 км) строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,16 МВА), строительство ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,39 км), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (17 шт.) (протяженность 1,86 км)	2022
14.	Городской округ город Переславль-Залесский	с. Яропольцы	строительство участка ВЛ 10 кВ (протяженность 0,41 км), монтаж разъединителя (2 шт.), реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,1 МВА на 0,16 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 2,47 км)	2022
15.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Ширяйка	реконструкция с заменой ТП 6 кВ трансформаторной мощностью 0,16 МВА на 0,25 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (24 шт.) (протяженность 1,465 км)	2021
16.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Бакшеево	реконструкция ТП 10 кВ с трансформатором мощностью 0,16 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 с заменой опор (17 шт.) и провода на СИП (протяженность 0,5 км), реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 2 с заменой опор (17 шт.) и провода на СИП (протяженность 0,5 км)	2023
17.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Фалисово	реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,16 МВА на 0,25 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода (протяженность 4,505 км) и опор (40 шт.)	2022
18.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Перелески	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 3,900 км), опор (82 шт.), перекидок к жилым домам (73 шт.)	2023

1	2	3	4	5
19.	Городской округ город Переславль-Залесский	с. Алферьево	реконструкция ТП 10кВ с трансформатором мощностью 0,160 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на провод марки СИП (около 1,1 км) и деревянных опор на железобетонные (3 шт.), замена ответвлений к домам и зданиям (30 шт.)	2023
20.	Рыбинский МР	дер. Калинин	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 0,107 км), реконструкция ТП 10 кВ с монтажом АВ 0,4 кВ (2 шт.)	2021
21.	Рыбинский МР	дер. Стригино	реконструкция ТП 10 кВ с заменой трансформатора мощностью 0,063 МВА на 0,100 МВА, разъединителя (1 шт.), АВ 0,4 кВ (1 шт.), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода (протяженность 0,417 км) и опор (10 шт.)	2021
22.	Рыбинский МР	дер. Кошелево	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор и провода на провод СИП (протяженность 1,2 км)	2023
23.	Рыбинский МР	дер. Якупники	реконструкция ВЛ 0,4 кВ заменой провода на СИП (протяженность 1,025 км), реконструкция с заменой КТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,160 МВА на 0,250 МВА, с установкой выключателя 0,4 кВ (1 шт.)	2022
24.	Угличский МР	дер. Боровушка	строительство оттайки ВЛ 10 кВ (протяженность 1,3 км), реконструкция ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,26 км)	2023
25.	Ярославский МР	дер. Медведево	реконструкция с заменой КТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,040 МВА на 0,100 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (50 шт.) (протяженность 2,362 км)	2021
26.	Ярославский МР	с. Толгобол и дер. Курдумово	строительство участка КЛ 10 кВ (протяженность 0,384 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,25 МВА), строительство участка ВЛ 0,4 (протяженность 0,051 км)	2021
27.	Некрасовский МР	с. Красное	строительство ответвления ВЛ 10 кВ (протяженность 0,076 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,160 МВА), реконструкция существующей ТП 10 кВ с заменой трансформатора 0,1 МВА на 0,250 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (30 шт.) (протяженность 2,555 км)	2021

1	2	3	4	5
28.	Ярославский МР	дер. Селифонтово	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с монтажом третьей цепи (протяженность 0,378 км), реконструкция ТП 10 кВ с установкой АВ 0,4 кВ (1 шт.)	2021
29.	Ярославский МР	дер. Кузнечиха	реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,160 МВА на 0,400 МВА	2021
30.	Ярославский МР	раб. пос. Лесные Поляны	реконструкция ВЛ 10 кВ совместным подвесом провода в пролете опор от № 1 до № 5 (протяженность 0,4 км)	2021
31.	Ярославский МР	дер. Бухалово	строительство ответвления ВЛ 10 кВ с монтажом разъединителя (1 шт.) (протяженность 2,400 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,160 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с переводом нагрузки на новую ТП 10 кВ (протяженность 0,056 км)	2022
32.	Ярославский МР	дер. Григорьевское	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 0,330 км)	2021
33.	Ярославский МР	дер. Дулепово	реконструкция с заменой КТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,63 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (протяженность 0,4 км)	2022
34.	Ярославский МР	КП «Заволжская Ривьера»	строительство ВЛ 10 кВ (протяженность 0,15 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,4 МВА), реконструкция с заменой существующей ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,400 МВА на 0,630 МВА и монтажом АВ (2 шт.), строительство участка ВЛ 0,4 кВ до строящейся ТП 10 кВ совместным подвесом провода по существующим опорам (протяженность 0,680 км), строительство участка двухцепной ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,1 км)	2021
35.	Ярославский МР	дер. Бор	реконструкция с заменой КТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,160 на 0,250 МВА	2023
36.	Ярославский МР	дер. Бутрево	реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,063 на 0,160 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (27 шт.) (протяженность 2,305 км)	2021
37.	Борисоглебский МР	дер. Ивановское	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой существующего провода на СИП (протяженность 1,7 км)	2022
38.	Большесельский МР	дер. Игрищи	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (20 шт.) (протяженность 3,64 км),	2022

1	2	3	4	5
			строительство ВЛ 0,4 кВ по существующим опорам (протяженность 3,640 км),	
39.	Борисоглебский МР	дер. Волосово	строительство участка ВЛ 10 кВ с монтажом разъединителя (1 шт.) (протяженность 0,7 км),	2022
40.	Гаврилов-Ямский МР	дер. Михалково	строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА)	
			реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (17 шт.) (протяженность 1,144 км),	2022
			реконструкция ВЛ 0,4 с заменой провода на СИП и опор (23 шт.) (протяженность 1,48 км)	
41.	Гаврилов-Ямский МР	дер. Лисицино	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (42 шт.) (протяженность 3,19 км)	2022
42.	Даниловский МР	дер. Федяково	реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,063 МВА на 0,100 МВА,	2022
			реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (6 шт.) (протяженность 0,78 км)	
43.	Даниловский МР	дер. Бокарево	реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,030 МВА на 0,100 МВА,	2022
			реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 0,98 км)	
44.	Мышкинский МР	дер. Палкино	реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 2 ТП 008 ф. 1 Марьинский ПС 35 кВ «Мышкин» с заменой провода на СИП, дер. Палкино, Мышкинский район (протяженность 0,995 км)	2022
45.	Некоузский МР	пос. Октябрь	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (9 шт.) (протяженность 0,295 км)	2022
46.	Некрасовский МР	пос. Красный Профинтерн	реконструкция ВЛ 10 кВ совместным подвесом провода второй цепи в пролетах опор от № 1 до № 52, с изменением границ полосы отвода и охранных зон (протяженность 4,5 км)	2022
47.	Городской округ город Переславль-Залесский	с. Никитская Слобода	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (60 шт.) (протяженность 2,109 км)	2022
48.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Криушкино	строительство участка ВЛ 10 кВ с монтажом разъединителя (1 шт.) (протяженность 0,3 км),	2022

1	2	3	4	5
	славль-Залесский		строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,160 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (24 шт.) (протяженность 3,12 км), реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,100 МВА на 0,160 МВА, строительство ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,260 км)	2022
49.	Городской округ славль-Залесский	пос. Хмельники	строительство участка ВЛ 10 кВ с монтажом разъединителя (1 шт.) (протяженность 0,85 км), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (58 шт.) (протяженность 4,03 км), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (43 шт.) (протяженность 2,73 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,250 МВА)	2022
50.	Городской округ славль-Залесский	с. Воронцово	реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,160 МВА на 0,250 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (54 шт.) (протяженность 3,25 км)	2022
51.	Городской округ славль-Залесский	дер. Ченцы	реконструкция с заменой ТП 10 кВ (трансформаторной мощностью 0,063 на 0,100 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (18 шт.) (протяженность 1,63 км)	2022
52.	Городской округ славль-Залесский	с. Купанское	реконструкция с заменой ТП 10 кВ (трансформаторной мощностью 0,250 на 0,400 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,04 км), реконструкция КТП 10 кВ с заменой трансформатора мощностью 0,100 МВА на 0,160 МВА, строительство ТП 6 кВ (трансформаторная мощность 0,250 МВА)	2022
53.	Городской округ славль-Залесский	с. Купань	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (30 шт.) (протяженность 4,03 км), реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,100 на 0,160 МВА	2022

1	2	3	4	5
54.	Городской округ город Переславль-Залесский	с. Троицкая Слобода	строительство участка ВЛ 10 кВ (протяженность 0,02 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,160 МВА), строительство участка ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,04 км)	2022
55.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Евстигнеево	реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,100 на 0,160 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (16 шт.) (протяженность 2,15 км)	2022
56.	Ростовский МР	г. Ростов	строительство РП 10 кВ с заменой РП-1	2022
57.	Рыбинский МР	дер. Кушляево	реконструкция ТП 10 кВ с установкой АВ 0,4 кВ (1 шт.), строительство участков ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,230 км)	2022
58.	Рыбинский МР	дер. Губино, дер. Олешкино	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 1,04 км)	2022
59.	Рыбинский МР	пос. Каменники	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 1,04 км)	2022
60.	Рыбинский МР	дер. Мархаево	реконструкция ТП 10 кВ с установкой АВ 0,4 кВ (1 шт.), строительство участка ВЛ 0,4 (протяженность 0,160 км)	2022
61.	Угличский МР	дер. Аверинская	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (15 шт.) (протяженность 0,70 км)	2022
62.	Угличский МР	дер. Дивная Гора	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 0,850 км)	2022
63.	Угличский МР	дер. Ростовцево	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (23 шт.) (протяженность 2,24 км), реконструкция ТП 10 кВ с установкой АВ 0,4 кВ (1 шт.)	2022
64.	Угличский МР	дер. Володинское	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (1 шт.) (протяженность 1,47 км)	2022
65.	Угличский МР	дер. Поповка	реконструкция участка ВЛ 0,4 кВ с заменой провода (протяженность 0,117 км)	2022
66.	Ярославский МР	дер. Карабиха	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (34 шт.) (протяженность 1,56 км), реконструкция с заменой ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,100 МВА на 0,160 МВА	2022

1	2	3	4	5
67.	Ярославский МР	с. Ширинье	реконструкция ВЛ 0,4 кВ совместным подвесом провода в пролете опор от № 1 до № 10 (протяженность 0,610 км)	2022
68.	Ярославский МР	дер. Ракино	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 1,04 км)	2022
69.	Ярославский МР	с. Медягино	строительство участка ВЛ 10 кВ (протяженность 0,040 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), строительство ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,040 км)	2022
70.	Ярославский МР	дер. Сосновцы	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (12 шт.) (протяженность 0,62 км)	2022
71.	Ярославский МР	дер. Большая Поповка	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (7 шт.) (протяженность 0,91 км)	2022
72.	Большесельский МР	с. Дунилово	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор и провода (протяженность 0,9 км)	2023
73.	Ярославский МР	дер. Почаево	реконструкция ВЛ 10 кВ с заменой провода и опор (протяженность 4,5 м)	2023
74.	Ярославский МР	раб. пос. Лесные Поляны	установка двух управляемых разъединителей на ВЛ 10 кВ (в рамках цифровизации рэс)	2023
75.	Ярославский МР	с. Гавшинка	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой существующего провода на СИП	2023
76.	Даниловский МР	дер. Хабарово	строительство участка ВЛ 10 кВ (протяженность 0,94 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (11 шт.) (протяженность 0,53 км)	2023
77.	Ростовский МР	с. Шурскол	реконструкция ВЛ 10 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 2,2 км)	2023
78.	Рыбинский МР	дер. Назарово	реконструкция ВЛ 6 кВ с установкой дополнительной опоры (1 шт.) и монтажом разъединителя (1 шт.), строительство ТП 6 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), строительство ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,05 км)	2023
79.	Тутаевский МР	дер. Юдаково	реконструкция ВЛ 10 кВ с заменой провода на СИП и опор (1 шт.) (протяженность 1,3 км)	2023
80.	Ярославский МР	СНТ «Соньга» (ст. Уткино, дер. Прокшино, с. Глебовское)	установка новой ТП 10 кВ с переводом части нагрузки с существующей ТП 10 кВ	2024

1	2	3	4	5
81.	Гаврилов-Ямский МР	дер. Котово	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (27 шт.) (протяженность 2,620 км), реконструкция ТП 10 кВ с монтажом АВ 0,4 кВ (1 шт.)	2024
82.	Некоузский МР	дер. Горемыкино	строительство ответвления ВЛ 10 кВ (протяженность 0,141 км) с монтажом разъединителя (1 шт.), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с переводом нагрузки на новую ТП (протяженность 0,719 км)	2024
83.	Некрасовский МР	дер. Тереховка	реконструкция ТП 10 кВ с установкой АВ 0,4 кВ (1 шт.), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (24 шт.) (протяженность 1,050 км)	2024
84.	Некрасовский МР	дер. Богчино	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (10 шт.) (протяженность 1,095 км)	2024
85.	Первомайский МР	дер. Амелькино	строительство ответвления ВЛ 10 кВ (протяженность 0,324 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с переводом нагрузки на новую ТП 10 кВ (протяженность 0,074 км)	2024
86.	Городской округ Переславль-Залесский	дер. Вилино	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП, опор (29 шт.) (протяженность 2,025 км), реконструкция с заменой КТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,040 МВА на 0,063 кВА	2024
87.	Городской округ Переславль-Залесский	дер. Воронкино	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП, и установкой дополнительных опор (11 шт.) (протяженность 2,889 км)	2024
88.	Ростовский МР	дер. Косорезово	строительство ответвления ВЛ 10 кВ (протяженность 1,605 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (17 шт.) (протяженность 0,561 км)	2024
89.	Рыбинский МР	дер. Малинки	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (23 шт.) (протяженность 0,95 км)	2024

1	2	3	4	5
90.	Рыбинский МР	дер. Андрейково	строительство ответвления ВЛ 6 кВ (протяженность 0,41 км), строительство ТП 6 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с переводом нагрузки на новую ТП 10 кВ (протяженность 0,436 км)	2024
91.	Рыбинский МР	с. Песочное (ул. Ленинская, ул. Ярослав- ская, ул. Ки- ровская)	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (103 шт.) (протяженность 3,92 км)	2024
92.	Ярославский МР	дер. Троицкое	строительство ответвления ВЛ 10 кВ (протяженность 1,367 км) с монтажом разъединителя (1 шт.), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (7 шт.) (протяженность 0,467 км)	2024
93.	Ярославский МР	дер. Хренино	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП и опор (21 шт.) (протяженность 1,90 км)	2024
94.	Ярославский МР	дер. Плотинки	реконструкция участка ВЛ 10 кВ (протяженность 0,052 км), реконструкция ВЛ 0,4 кВ (протяженность 0,144 км), строительство ТП 10 кВ (трансформаторная мощность 0,063 МВА)	2024
95.	Рыбинский МР	пос. Ермаково	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор	2025
96.	Рыбинский МР	с. Песочное (ул. Заводская)	техническое перевооружение линии ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор (протяженность 0,65 км)	2025
97.	Ярославский МР	дер. Аристово	реконструкция ВЛ 0,4 кВ в с заменой провода и опор	2025
98.	Гаврилов- Ямский МР	дер. Цыбаки	реконструкция ВЛ 10 кВ с монтажом участка ВЛ 10 кВ (протяженность 0,650 км), строительство СТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,063 МВА, реконструкция существующей ВЛ 0,4 кВ с заменой деревянных опор на железобетонные (15 шт.), замена изолированного провода на СИП (около 0,7 км)	2025
99.	Любимский МР	дер. Стряпово	реконструкция ВЛ 10 кВ с монтажом участка протяженностью 0,015 км, строительство СТП 10 кВ трансформаторной мощностью 63 кВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с монтажом участка протяженностью 0,100 км, с переводом части нагрузки на новую ТП	2025

1	2	3	4	5
100.	Городской округ город Пере- славль- Залесский	с. Малая Брем- бола	реконструкция ВЛ 10 кВ с монтажом ответвления 0,3 км, монтажом разъединителя 10 кВ на первой отпайной опоре, строительство ТП 10кВ трансформаторной мощностью 0,160 МВА, реконструкция существующей ТП 10 кВ на ТП 10 кВ с трансформатором мощностью 0,160 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ в части замены провода, опор, перекидок к домам (протяженность 3 км)	2025
101.	Городской округ город Пере- славль- Залесский	с. Добрилово	реконструкция ВЛ 10 кВ с монтажом ответвления протяженностью 0,6 км, монтажом разъединителя 10 кВ на первой отпайной опоре, строительство ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,160 МВА, реконструкция существующей ВЛ 0,4 кВ в части замены опор, провода (3,2 км), перекидок к жилым домам	2025
102.	Ростовский МР	раб. пос. Поречье	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП в пролетах опор от № 2 до № 19, от № 2 до № 32, от № 2 до № 2/1 (протяженность 1,45 км)	2025
103.	Ростовский МР	раб. пос. Петровское	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода на СИП (протяженность 0,9 км), замена опор на железобетонные (24 шт.), перекидок к жилым домам (42 шт.)	2025
104.	Рыбинский МР	дер. Наволоки	реконструкция ВЛ 10 кВ с монтажом участка протяженностью 1,1 км, строительство ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 63 кВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор и провода на СИП (протяженность 0,24 км)	2025
105.	Угличский МР	дер. Щелинка	реконструкция ВЛ 10 кВ протяженностью 1,2 км, строительство ТП 10 кВ с трансформатором 100 кВА, строительство ВЛ 0,4 кВ совместным подвесом по существующим опорам (протяженность 0,4 км)	2025
106.	Угличский МР	с. Горки	реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор и провода (протяженность 1,1 км)	2025
107.	Ярославский МР	с. Раменье	монтаж участка ВЛ 10 кВ до новой ТП 10 кВ, строительство ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,160 МВА, монтаж участка ВЛ 0,4 кВ от вновь устанавливаемой ТП 10 кВ с переводом нагрузки (протяженность 0,1 км)	2025
108.	Ярославский МР	дер. Петрунино	реконструкция ВЛ 10 кВ с монтажом ответвления ВЛ 10 кВ до вновь устанавливаемой ТП 10 кВ,	2025

1	2	3	4	5
			<p>строительство ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 63 кВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с переводом нагрузки на новую ТП 10 кВ в пролетах опор от № 47 до № 51, замена опор и провода на СИП (протяженность 0,2 км), замена вводов (6 шт.)</p>	
109.	Ярославский МР	пос. Карачиха	<p>монтаж ответвления ВЛ 10 кВ (протяженность 0,4 км), строительство КТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,250 МВА, реконструкция существующей ТП 10 кВ на КТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,400 МВА, монтаж ВЛ 0,4 кВ по существующим опорам с переводом части нагрузки на новую ТП 10 кВ (протяженность 0,25 км)</p>	2026
110.	Даниловский МР	дер. Степаново	<p>реконструкция существующей ТП 10 кВ на СТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,063 МВА реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор, провода на СИП (0,8 км), заменой от- ветвлений к зданиям</p>	2026
111.	Даниловский МР	дер. Севастья-ново	<p>реконструкция ВЛ 10 кВ с монтажом отпайки (протяженность 1,3 км), строительство СТП с трансформатором 0,063 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с переводом нагрузки на новую ТП, протяженность 0,6 км</p>	2026
112.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Дуброви-цы	<p>строительство ТП 10 кВ трансформаторной мощностью 0,100 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор (28 шт.), провода на СИП, перекидок к жилым домам (около 23 шт.), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор (8 шт.), провода на СИП, перекидок к жилым домам (около 5 шт.), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор (33 шт.), провода на СИП, перекидок к жилым домам (около 23 шт.), реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой опор (31 шт.), провода на СИП, перекидок к жилым домам (около 35 шт.) (общая протяженность 5,25 км)</p>	2026
113.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Григорово	<p>реконструкция ТП в части монтажа АВ 0,4 кВ, реконструкция ВЛ 0,4 кВ в части замены провода (протяженность 3,38 км), заме- на опор (62 шт.), перекидок к жилым домам (38 шт.)</p>	2026

1	2	3	4	5
114.	Пошехонский МР	дер. Благодать	реконструкция ВЛ 0,4кВ с заменой опор и провода (протяженность 1,8 км)	2026
115.	Рыбинский МР	дер. Малое Черняево, дер. Большое Черняево	реконструкция ВЛ 10 кВ с монтажом новой отпайки ВЛ 10 кВ, строительство ТП 10 кВ мощностью 0,063 МВА, реконструкция ВЛ 0,4 кВ с заменой провода и опор, с заменой ответвлений и разделением ВЛ 0,4 кВ на два ф.	2026
116.	Борисоглебский МР	дер. Ивановское	реконструкция ВЛ 0,4 кВ № 1 ТП 319 Ивановское с заменой существующего провода на СИП (1,7км)	2022
117.	Большесельский МР	дер. Бекичево	реконструкция электрических сетей – 1,2 км	2021
118.	Брейтовский МР	с. Брейтово	реконструкция электрических сетей – 1,74 км	2021
119.	Гаврилов-Ямский МР	дер. Цибрино	реконструкция электрических сетей – 0,2 км	2021
120.	Даниловский МР	г. Данилов	реконструкция электрических сетей – 0,48 км	2021
121.	Мышкинский МР	пос. Рождествено	реконструкция электрических сетей – 0,32 км	2021
122.	Некрасовский МР	дер. Юрьевское	реконструкция электрических сетей – 1,33 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
123.	Некрасовский МР	дер. Мигачево	реконструкция электрических сетей – 1,4 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
124.	Некрасовский МР	с. Бурмакино	реконструкция электрических сетей – 0,08 км	2021
125.	Некрасовский МР	дер. Сумароково	реконструкция электрических сетей – 3,38 км и двух ТП 10/0,4 кВ	2021
126.	Некрасовский МР	дер. Родюкино	реконструкция электрических сетей – 0,70 км	2021
127.	Городской округ город Переславль-Залесский	с. Высоково	реконструкция электрических сетей – 4,05 км и ТП 10/0,4 кВ	2021

1	2	3	4	5
128.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Сольба	реконструкция электрических сетей – 0,5 км	2021
129.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Кичибухино	реконструкция электрических сетей – 7,03 км и двух ТП 10/0,4 кВ	2021
130.	Городской округ город Переславль-Залесский	с. Глебовское, торговый центр	реконструкция электрических сетей – 6,53 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
131.	Городской округ город Переславль-Залесский	дер. Свечино	реконструкция электрических сетей – 7,54 км и двух ТП 10/0,4 кВ	2021
132.	Городской округ город Переславль-Залесский	с. Скоморохово	реконструкция электрических сетей – 3,0 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
133.	Городской округ город Переславль-Залесский	с. Куланское	реконструкция электрических сетей – 0,1 км	2021
134.	Городской округ город Переславль-Залесский	пос. Лось	реконструкция электрических сетей – 1,3 км	2021
135.	Рыбинский МР	с. Бабайки	реконструкция электрических сетей – 0,84 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
136.	Рыбинский МР	дер. Кирилловское, дер. Го-	реконструкция электрических сетей – 0,68 км	2021

1	2	3	4	5
		вядово		
137.	Г. Ярославль	г. Ярославль	реконструкция электрических сетей – ТП 10/0,4 кВ	2021
138.	Г. Ярославль	г. Ярославль	реконструкция электрических сетей – ТП 10/0,4 кВ	2021
139.	Г. Ярославль	г. Ярославль	реконструкция электрических сетей – ТП 10/0,4 кВ	2021
140.	Тутаевский МР	дер. Подольское	реконструкция электрических сетей – 1,32 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
141.	Тутаевский МР	дер. Сельцо	реконструкция электрических сетей – 2,39 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
142.	Тутаевский МР	дер. Воротники	реконструкция электрических сетей – 2,1 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
143.	Ярославский МР	пос. Лютово. дер. Воробино	реконструкция электрических сетей – 0,2 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
144.	Ярославский МР	дер. Почаево, дер. Юрятино, дер. Василево, дер. Сереново	реконструкция электрических сетей – 0,14 км	2021
145.	Ярославский МР	дер. Левцово	реконструкция электрических сетей – 1,3 км	2021
146.	Ярославский МР	дер. Алепково	реконструкция электрических сетей – 0,78 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
147.	Ярославский МР	дер. Ермолово	реконструкция электрических сетей – 0,6 км	2021
148.	Ярославский МР	с. Спас	реконструкция электрических сетей – 0,25 км и ТП 10/0,4 кВ	2021
149.	Ярославский МР	КП «Ле-Виль»	реконструкция электрических сетей – 1,0 км и ТП 10/0,4 кВ	2021

7.2. Перечень мероприятий по реконструкции электрических сетей с высокими рисками выхода параметров режимов за допустимые границы в сетях 6 – 10 кВ, планируемых филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»

Таблица 8

№ п/п	Наименование муниципального образования области	Наименование ПС	Наименование ЛЭП 6 – 10 кВ	Необходимые мероприятия (разукрупнение ф. или увеличение сечения провода магистрالی)	Срок исполнения, год
1	2	3	4	5	6
1.	Городской округ город Переславль-Залесский	ПС 35 кВ «Купань»	ВЛ 6 кВ № 602 «Котельная»	реконструкция ВЛ 6 кВ № 602 ПС 35 кВ «Купань»: - замена кабеля между опорами № 2 и № 3 на АСБ-150; - замена провода в пролете опор от № 3 до № 49 (3,28 км) на СИП-120; - установка ПАРН 6 кВ с диапазоном регулирования ± 15 процентов между опорами № 163 и № 164 ВДТ/VR 32-6-200 У1	2021
2.	Ярославский МР	ПС 35 кВ «Лесные Поляны»	ВЛ 10 кВ № 2 «Толгоболь»	1 этап: - разделение ВЛ 10 кВ № 2 ПС 35 кВ «Лесные Поляны» на две ЛЭП с заменой провода на участке от ПС до опоры № 5 на 2 × СИП-120 (при наличии технической возможности большего сечения); - установка новой ячейки на 1 с.ш. 10 кВ ПС 35 кВ «Лесные Поляны» (с ТТ 400/5); - подключение одного из участков ВЛ 10 кВ № 2 ПС 35 кВ «Лесные Поляны» в новую ячейку; - замена ТТ в ячейке ВЛ 10 кВ № 2 ПС 35 кВ «Лесные Поляны» на 400/5 и изменение установок РЗ; - установка разъединителя 10 кВ в районе 5 ВЛ 10 кВ № 2 ПС 35 кВ «Лесные Поляны» для возможности резервирования ЛЭП при выходе из строя (ремонте) одного из выключателей 10 кВ на ПС 35 кВ «Лесные Поляны».	2021

1	2	3	4	5	6
				<p>2 этап (совместно с реконструкцией ВЛ 10 кВ № 10 ПС «Ватолино», ПИР 2022 СМР 2023):</p> <ul style="list-style-type: none"> - строительство связующей ВЛ 10 кВ № 8 ПС 35 кВ «Ватолино» по трассе ВЛ 10 кВ № 10 ПС 35 кВ «Ватолино» с совместным двухцепным подвесом проводом СИП-120 ориентировочно до опоры № 96 (8 км), далее новым одноцепным участком до опоры № 197 ВЛ 10 кВ № 2 ПС 35/10 кВ «Лесные Поляны» (3 км); - перевод участка за опору № 197 ВЛ 10 кВ № 2 ПС 35/10 кВ «Лесные Поляны» на новую ВЛ 10 кВ № 8 ПС 35 кВ «Ватолино»; - ретрофит резервной ячейки № 8 ПС 35 кВ «Ватолино» 	2022 – 2023
3.	Ярославский МР	ПС 35 кВ «Ватолино»	ВЛ 10 кВ № 10 «Ярославка»	<p>замена провода на СИП-120 в пролетах опор от № 1 до № 96 ВЛ 10 кВ № 10 ПС 35 кВ «Ватолино» (8 км) с заменой опор и совместным двухцепным подвесом с новой ВЛ 10 кВ № 8 ПС 35 кВ «Ватолино»;</p> <ul style="list-style-type: none"> - замена провода на СИП-120 в пролетах опор от № 96 до № 108, от № 128 до № 110 ВЛ 10 кВ № 10 ПС 35 кВ «Ватолино» с заменой опор (2 км) 	2022 – 2023
4.	Некрасовский МР	ПС 35 кВ «Моделово-2»	ВЛ 10 кВ № 10 «Диево-Городище»	<p>строительство новой ВЛ 10 кВ от ПС 35/10 кВ «Моделово-2» с переводом на нее части нагрузок за опоры 53 ВЛ 10 кВ № 10 ПС 35/10 кВ «Моделово-2»;</p> <ul style="list-style-type: none"> - ретрофит резервной ячейки на 2 сек. 10 кВ ПС 35 кВ «Моделово-2»; - строительство новой двухцепной ВЛ 10 кВ протяженностью 4,3 км проводом СИП-95 по трассе существующей ВЛ 10 кВ № 10 ПС 35 кВ «Моделово-2» на участке между опорами № 1 и № 52; - демонтаж существующей ВЛ 10 кВ № 10 ПС 35 кВ «Моделово-2» на участке между опорами № 1 и № 52 с переводом нагрузок на новую двухцепную ВЛ 	2021 – 2022

1	2	3	4	5	6
5.	Ярославский МР	ПС 110кВ «Брагино»	ВЛ 10 кВ № 202 «Горшлодо-вошторг»	замена кабеля от ПС до опоры 1 ВЛ 10 кВ № 202 ПС 110 кВ «Брагино» АПВПУ-3 × 95 (0,167 км) на кабель сечением 240 кв. мм; замена провода в пролетах между опорами № 13 и № 29 (1,5 км), между опорами № 103 и № 230 (10 км) ВЛ 10 кВ № 202 ПС 110 кВ «Брагино» на СИП-120 с заменой опор (всего 11,5 км)	2024– 2025
6.	Городской округ город Переславль-Залесский	ПС 110 кВ «Нила»	ВЛ 10 кВ № 3 «Городище»	реконструкция ВЛ 10 кВ № 3 ПС 110 кВ «Нила» с заменой опор и провода на СИП-95 на участке между опорами № 1 и № 154 протяженностью 12 км; установка реклоузера в пролете между опорами № 154 и № 155; перенос точки нормального разрыва в пролет опор № 154 – № 155 на установленный реклоузер	2025 – 2026

7.3. Перечень
мероприятий по строительству/ реконструкции электросетевых объектов
ТСО на сетях 0,4/6/10 кВ

Таблица 9

№ пп	Наименование работ	Срок исполнения, год
1	2	3
ОАО «Рыбинская городская электросеть»		
1.	Реконструкция, модернизация, техническое перевооружение в том числе:	2021
1.1.	Установка оборудования БКТП взамен существующей ТП-302	2021
1.2.	Установка оборудования БКТПБ взамен существующей ТП-61 с переводом нагрузок	2021
1.3.	Установка оборудования БКТПБ взамен существующей ТП-12 с переводом нагрузок	2021
1.4.	Замена оборудования РУ 6 кВ РП-10 с переводом нагрузок	2021
1.5.	Установка оборудования БКТП взамен существующей ТП-372	2021
1.6.	Установка оборудования КТП взамен существующей ТП-166 с переводом нагрузок	2021
1.7.	Установка оборудования КТП взамен существующей ТП-112 с переводом нагрузок	2021
1.8.	Реконструкция ВЛ 6,0 кВ ТП-128 – ТП-180 с заменой провода и опор	2021
1.9.	Реконструкция ВЛ 6,0 кВ ТП-166 – ТП-169 – ТП-170 с заменой провода и опор	2021
1.10.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ ТП-128 ф. 5 с заменой провода и опор	2021
1.11.	Установка оборудования БКТП взамен существующей КТП-59	2022
1.12.	Замена оборудования ТП-14	2022
1.13.	Замена оборудования РУ 6 кВ РП-16	2022
1.14.	Замена оборудования РП-3	2022
1.15.	Установка оборудования КТП взамен существующей ТП-115	2022
1.16.	Установка оборудования КТП взамен существующей ТП-118	2022
1.17.	Установка оборудования КТП взамен существующей ТП-133	2022
1.18.	Замена оборудования ТП-378 РУ 6кВ, дооборудование РУ 0,4кВ	2022
1.19.	Установка оборудования БКТП взамен существующей КТП-50	2022
1.20.	Установка оборудования КТП взамен существующей ТП-116	2023
1.21.	Замена оборудования РУ 6 кВ РП-8	2023
1.22.	Замена оборудования РУ 6 кВ ТП-55	2023
1.23.	Установка оборудования БКТП взамен существующей ТП-377 с переводом нагрузок	2023
1.24.	Замена оборудования РУ 6 кВ секции № 2 ГПП-1	2023

1	2	3
1.25.	Установка оборудования БКТП взамен существующей ТП-375	2023
1.26.	Замена оборудования ТП-116	2024
1.27.	Замена оборудования РУ 6 кВ секции № 1 ГПП-1	2024
2.	Строительство новых объектов электросетевого хозяйства в том числе:	
2.1.	Размещение КЛ 6 кВ от ТП-112 до КТП в районе ул. Большой Вонговской	2021
2.2.	Размещение КЛ 6 кВ от РП-10 до ТП-103	2021
2.3.	Установка КТП ПВК в Заволжском районе в районе ул. Большой Вонговской	2021
2.4.	Размещение КВЛ 6 кВ от ТП-114 до КТП в районе ул. Большой Вонговской	2021
2.5.	Строительство КЛ 6 кВ до КТП в районе «Свобода» путем врезки в существующей КЛ 6 кВ ТП-340 – РП-25 ф. 2514	2023
2.6.	Строительство КЛ 6 кВ от ТП-375 путем врезки в существующую КЛ 6 кВ ТП-374 – РП-20	2023
2.7.	Строительство КТП в районе мкрн. Прибрежный для перевода нагрузок с ТП «Свобода»	2023
2.8.	Строительство КЛ 6 кВ ТП-11-ТП-12	2024
2.9.	Строительство КЛ 6 кВ ТП-25-ТП-391	2024
2.10.	Установка новой БКТП взамен существующей ТП-11	2024
2.11.	Установка новой БКТП взамен существующей РП-4	2024
2.12.	Установка новой БКТП взамен существующей ТП-345	2024
2.13.	Установка новой БКТП взамен существующей ТП-25	2024
2.14.	Установка новой БКТП взамен существующей в мкрн. Прибрежный рядом с ул. Корнева, д. 99 – д. 101 (взамен существующей КТП)	2024
АО «Ресурс»		
1.	Реконструкция ТС и иных подстанций в том числе:	
1.1.	Реконструкция ПС (утепленные БКТП из сэндвич-панелей) № 13 (новая), ул. Пушкина	
1.2.	Реконструкция ПС (утепленные БКТП из сэндвич-панелей) № 3 (новая), ул. Садовая, с. Великое	2021 – 2022
1.3.	Реконструкция ПС (утепленные БКТП из сэндвич-панелей) № 6 (новая), ул. Челюскина	2023
1.4.	Реконструкция ПС (утепленные БКТП из сэндвич-панелей) № 8 (новая), ул. 2-я Красная, с. Великое	2024
2.	Реконструкция линий электропередачи в том числе:	
2.1.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Депутатская, ул. Фурманова, г. Гаврилов-Ям	2021
2.2.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освеще-	2021

1	2	3
	ния, ул. Лунная, ул. Космонавтов, ул. Западная, г. Гаврилов-Ям	
2.3.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Урицкого, ул. Розы Люксембург, ул. Труда, с. Великое, Ярославская область	2021
2.4.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Октябрьская, с. Великое	2021
2.5.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Калинина, г. Гаврилов-Ям	2021
2.6.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Первомайская, г. Гаврилов-Ям	2022
2.7.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Февральская от д. 1 до д. 20, ул. Гражданская, от д. 1 до д. 20, г. Гаврилов-Ям	2022
2.8.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Вокзальная, ул. Пионерская, г. Гаврилов-Ям	2022
2.9.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Тургенева, ул. Ленина, ул. Речная, г. Гаврилов-Ям	2022
2.10.	Реконструкция КЛ 6 кВ ф. 608, ф. 611 от ПС 110/6 кВ «Гаврилов-Ям» до РП 6 кВ № 1, г. Гаврилов-Ям	2023
2.11.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Некрасовская, ул. Декабристов, г. Гаврилов-Ям	2024
2.12.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Свободы, ул. Ярославская, с. Великое, Ярославская область	2024
2.13.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Урицкого, с. Великое, Ярославская область	2024
2.14.	Реконструкция (ремонт) ВЛ 0,4 кВ с линией уличного освещения, ул. Некрасовская, с. Великое, Ярославская область	2024
МУП Тутаевского МР «Горэлектосеть»		
1.	Реконструкция ТП и иных подстанций:	
1.1.	Реконструкция РП-19 (установка дополнительных камер)	2021
1.2.	Реконструкция РП-18, ячейки 1, 8, 17 и ЦРП-4, ячейка 38	2022
1.3.	Реконструкция оборудования РУ 10 кВ ТП-71	2023
2.	Реконструкция ЛЭП:	
2.1.	Реконструкция КЛ 10 кВ ф. 209 по ул. Терешковой в г. Тутаеве	2021
2.2.	Реконструкция КЛ 6 кВ ф. 610 в пос. Константиновском	2021
2.3.	Реконструкция КЛ 10 кВ ф. 20, ф. 38 от ЗРУ 10 кВ ПС 220кВ «Тутаев» до опор № 1 и № 1а	2022
2.4.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 3 на участке ТП-2 – ТП-1 – ТП-16	2022
2.5.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 6 от КТП-14 до ТП-15	2022
2.6.	Реконструкция ВЛ 10 кВ ф. 6 от опоры 20 до ТП-6	2021
3.	Прочее строительство новых объектов электросетевого хозяйства:	
3.1.	Новое строительство КТПН-630/10/0,4 кВ по ул. Терешковой	2021

1	2	3
	в г. Тутаеве	
3.2.	Новое строительство КТПН-630/10/0,4 кВ в пос. Константиновском	2021
3.3.	Новое строительство КТПН-630/10/0,4 кВ в пос. Молявино	2021
3.4.	Новое строительство ВЛ 10 кВ от КТПН-64а в пос. Молявино	2021
3.5.	Новое строительство ВЛЗ 10 кВ ф. 426 ТП-71 – ТП-73	2021
Филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго» в границах Ярославской области		
1.	Реконструкция ТП и иных подстанций в том числе:	
1.1.	Реконструкция ТП № 682 6/0,4 кВ, инвентарный номер 864004359, пос. Сокол, д. 26а, лит. В, Ярославская область	2021
1.2.	Реконструкция ЗТП-10/0,4 кВ № 2, инвентарный номер 864004731, Ярославская область, Ярославский район, дер. Кормилицино-2, военный городок № 67, в/ч 18401	2022
1.3.	Реконструкция ЗТП-10/0,4 кВ № 2, инвентарный номер 864004731, Ярославская область, Ярославский район, дер. Кормилицино-2, военный городок № 67, в/ч 18401	2023
2.	Модернизация, техническое перевооружение ТП и иных подстанций, РП в том числе:	
	техническое перевооружение оборудования 10 кВ, расположенного в здании ЦРП, инвентарный номер 864005120, по адресу: Ярославская область, Ярославский район, пос. Туношна, территория военного городка № 26, лит. А, лит. Б	2020 – 2021
3.	Реконструкция ЛЭП:	
3.1.	Реконструкция КЛ 10 кВ ТП4 – ТП3, инвентарный номер 864105436, по адресу: Ярославская область, Ярославский МР, пос. Прохоровское	2022
3.2.	Реконструкция КЛ 10 кВ «Шопша» – ЗТП № 1, инвентарный номер 864105690, по адресу: Ярославская область, дер. Кормилицино	2022
3.3.	Реконструкция ВЛ 10 кВ от ТП 4, инвентарный номер 865147875, объект «ВЛ 10 кВ ПС «Василево» лагерь РХБЗ – лагерь ЯВФИ» по адресу: 152275, Ярославская область, Некрасовский МР, дер. Песочное (лагерь), военный городок № 9	2023
3.4.	Реконструкция ВЛ 10 кВ от ТП 4, инвентарный номер 865147875, объект «ВЛ 10 кВ ПС «Василево» лагерь РХБЗ – лагерь ЯВФИ» по адресу: 152275, Ярославская область, Некрасовский МР, дер. Песочное (лагерь), военный городок № 9	2024
4.	Прочие инвестиционные проекты в том числе:	
4.1.	Замена силового трансформатора ТП-3 (трансформатор ТСМА-320 на трансформатор мощностью 400 кВА), военный городок № 1, Ярославская область, г. Переславль-Залесский, мкрн. Чакаловский	2021
4.2.	Замена силового трансформатора ТП-3 (трансформатор ТСМА-	2021

1	2	3
	400 на новый трансформатор мощностью 400 кВА), военный городок № 1, Ярославская область, г. Переславль-Залесский, мкрн. Чкаловский	
4.3.	Замена силового трансформатора ТП (трансформаторы ТСМ-320 на трансформаторы мощностью 400 кВА), военный городок № 9, Ярославская область, г. Ярославль, ул. Промышленная, д. 17	2022
4.4.	Замена силового трансформатора ТП-2 (трансформатор ТМ-180 на трансформатор мощностью 160 кВА), военный городок № 67, Ярославская область, Ярославский МР, дер. Кормилицыно	2022
4.5.	Замена силового трансформатора ТП-654 (ТМ 180 на трансформатор мощностью 250 кВА), военный городок № 4а, г. Ярославль, Московский просп., д. 28	2023
4.6.	Замена силового трансформатора ТП-2 (ТМ-160 на трансформатор мощностью 250 кВА), военный городок № 825, Ярославская область, Ростовский МР, пос. Петровское, ул. Сосновая	2024
4.7.	Замена силового трансформатора ТП-3 (трансформатор ТМ-100 на трансформатор мощностью 250 кВА), военный городок № 9, Ярославская область, Некрасовский МР, пос. Песочное	2024
Северная дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение «Трансэнерго» – филиала ОАО «РЖД»		
1.	Модернизация, техническое перевооружение ТП и иных подстанций, РП в том числе:	
1.1.	Техническое перевооружение ТП «Стройдеталь» станции «Ростов»	2021
1.2.	Техническое перевооружение ТП-1 станции «Рыбинск – Пассажирский»	2021
1.3.	Техническое перевооружение ТП станции «Ярославль – Главный»	2021
1.4.	Техническое перевооружение тяговой ПС «Путятино»	2021
1.5.	Техническое перевооружение тяговой ПС «Данилов»	2021
1.6.	Техническое перевооружение тяговой ПС «Филино»	2020 – 2021
1.7.	Техническое перевооружение тяговой ПС «Петровск»	2019 – 2022
2.	Модернизация, техническое перевооружение ЛЭП в том числе:	
2.1.	Техническое перевооружение ЛЭП жилых домов станции «Козьмодемьянск»	2021
2.2.	Техническое перевооружение устройств электроснабжения участка железной дороги Уткино – Пучковский	2019 – 2021
2.3.	Техническое перевооружение устройств электроснабжения участка железной дороги Филино – Уткино	2019 – 2021
2.4.	Техническое перевооружение устройств электроснабжения участка железной дороги Пучковский – Путятино	2020 – 2022

1	2	3
2.5.	Техническое перевооружение устройств электроснабжения участка железной дороги Путятино – Данилов	2020 – 2022
2.6.	Техническое перевооружение сетей электроснабжения жилых домов станции «Кудрявцево»	2023 – 2024
2.7.	Техническое перевооружение сетей электроснабжения жилых домов станции «Бурмакино»	2023 – 2024
2.8.	Техническое перевооружение сетей электроснабжения жилых домов станции «Семибратово»	2021 – 2024
2.9.	Техническое перевооружение КЛ 6 кВ, станция «Полянки»	2022 – 2024
АО «ЯрЭСК»		
1.	Реконструкция:	
1.1.	Реконструкция оборудования ТП «Левашово» (ЗТП-15 «Пансионат Левашово») с установкой 5-КСО, 4-ЩО взамен оборудования, пришедшего в негодность	2022
1.2.	Реконструкция КТП-250 кВА «Дорожное» (инвентарный номер 10000375) с заменой КТП и ТМГ-250 кВА, с. Новый Некоуз	2023
1.3.	Реконструкция КТП-250-10/04 кВ (инвентарный номер 10000392) с заменой КТП и ТМГ-250 кВА, дер. Епихарка, Угличский МР	2023
1.4.	Реконструкция ТП «Строитель-2» 250 кВА, пос. при профилактории «Строитель» (ЗТП-16 «Строитель») с установкой 5-КСО, 5-ЩО взамен оборудования, пришедшего в негодность	2023
1.5.	Реконструкция КТП-250 «Бурмакино» (инвентарный номер 10000431) с заменой КТП и ТМГ-250 кВА	2023
1.6.	Реконструкция оборудования ЗТП-630 кВА «Пансионат Туношна» (инвентарный номер 00-001035) с заменой ячеек КСО (2 шт.) и ЩО-70 (3 шт.)	2023
1.7.	Реконструкция оборудования ЗТП 15 «Магазин» (ЗТП-20 «Новые дома») с установкой 5-КСО, 6-ЩО взамен оборудования, пришедшего в негодность, раб. пос. Некрасовское	2024
1.8.	Реконструкция оборудования ЗТП «Искра» (инвентарный номер 10000516) в РУ-10 кВ (КСО-366 – 4 шт., шинный мост – 1 шт. (1 этап), в РУ 0,4 кВ 5 панелей ЩО-70 (2 этап), замена силовых трансформаторов 10/0,4кВ 400 кВА в количестве 2 шт. (3 этап)	2018 – 2021
1.9.	Реконструкция ВЛ 10 кВ СНТ «Радуга» (инв. № 00-001047) ф. 5 «Долгуново» ПС 110/10 кВ «Уткино-тяговая» – 0,9 км	2022
1.10.	Реконструкция ВЛ-6/10 кВ СНТ «Пищевик»(инв. № 10000572) ф. 26 ПС 110/6 кВ «Тормозная» с заменой неизолированного провода на СИП – 4 км	2023
1.11.	Реконструкция и монтаж оборудования на КЛ 6 кВ ф. 603 от ТП-14 до РП-10 и ВЛ 6 кВ ф. 612 от ТП-5 до ТП-64; создание центра сбора и обработки информации, установка реклоузеров – 2 шт., оснащение «умных разъединителей» электроприводами и блоками управления – 8 шт., установка «умных разъединителей» – 1 шт., установка АВР – 1 шт.	2019 – 2021

1	2	3
1.12.	Установка реклоузеров на ВЛ 10 кВ ф. 11 – 2 шт. и ф. 10 – 1шт., 4 шт. на ВЛ 10 кВ ф. 9, 3 шт. на ВЛ 10 кВ ф. 4 (1 шт. на ВЛ 10кВ ф. 2 и 3 шт. на ВЛ 10 кВ ф. 11)	2020 – 2022
1.13.	АСУ ТП в Мышкинском участке: установка ИТКЗ – 9 шт. и «умного разъединителя» – 2 шт. на ВЛ 10 кВ ф. 5 ПС 35/30 «Мышкин», установка реклоузера – 1 шт., «умного разъединителя» – 1 шт., ИТКЗ – 1 шт. на ВЛ 10 кВ ф. 6; установка реклоузера – 1 шт., «умного разъединителя» – 1 шт., ИТКЗ – 1 шт. на ВЛ 10 кВ ф. 3	2021 – 2023
1.14.	АСУ ТП в Некрасовском участке: установка ИТКЗ – 2 шт. на ВЛ 10 кВ ф. 11; «умного разъединителя» – 2шт на ВЛ 10 кВ ф. 11; реклоузер – 1 шт. ф. 10, реклоузер – 1 шт. ф. 12, ИТКЗ – 2 шт. на ВЛ 10 кВ	2021 – 2024
1.15.	Установка реклоузеров на ВЛ 6-10 кВ (ВЛ-6 кВ ф. 26 ПС 110/6 кВ «Тормозная» – 2 шт.)	2020 – 2021
2.	Строительство новых объектов:	
2.1.	Строительство ЛЭП-10 кВ № 6 ПС 35/10 кВ «Мышкин» взамен ЛЭП, пришедшей в негодность, в 3 этапа: 1 этап: от ПС «Мышкин» 2 КЛ 10 кВ – 0,25 км и ВЛЗ 10 кВ – 0,877км; 2, 3 этапы: ВЛЗ 10 кВ – 4,3 км	2019 – 2022
2.2.	Строительство ВЛИ 04 кВ, № 4 – 0,28 км, № 5 – 1,1 км от ЗТП «Старая школа» (2020 г.), ВЛИ 04 кВ № 2 – 1,2 км (2021 г.), пос. Некрасовское	2019 – 2021
2.3.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-35 (г. Переславль-Залесский, ул. Ярославская, пер. Совхозный, ул. Кошкина, ул. Северная) – 2,537 км	2021
2.4.	Строительство ВЛЗ-6 кВ ф. 612 (отпайка от разъединителя № 38 до новой КТП – 0,7 км), КТП 400 кВА с ТМГ-250 кВА № 80, ВЛИ 04 кВ, ул. Даниловская, г. Переславль-Залесский, взамен пришедших в негодность, 0,7 км	2021
2.5.	Строительство ВЛЗ 6 кВ ф. 612 от КТП № 80 до КТП-133 с совместной подвеской ВЛ 0,4 кВ и уличного освещения (г. Переславль-Залесский) взамен пришедших в негодность – 0,340км и строительство ВЛИ 0,4 кВ № 1, № 2, № 3, № 6 от КТП-133 взамен пришедших в негодность, 0,27 км	2021
2.6.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-11 (г. Переславль-Залесский, ул. Новый быт – 0,71 км, ул. Мира – 0,362 км)	2021
2.7.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-25 с совместной подвеской (г. Переславль-Залесский, ул. Трубежная – 0,273 км, пер. Казаковский – 0,4 км, ул. Казаковская – 0,864 км.) взамен пришедших в негодность	2021
2.8.	Строительство КТП-160 кВА с ТМГ-100 кВА «КНС-новая» вместо КТП-23 «КНС» для повышения надежности электро-снабжения «КНС»	2021
2.9.	Строительство КТП-400 кВА с ТМГ-250 кВА «Милиция-новая» для повышения надежности электроснабжения основной обще-	2021

1	2	3
	образовательной школы вместо КТП-5 «Милиция», г. Любим	
2.10.	Строительство ВЛИ 04 кВ № 6 ТП № 3 «Отрадный» для резервирования котельной в пос. Отрадный – 0,5 км с совместной подвеской ВЛИ 0,4 кВ № 1 ТП № 3 «Отрадный» – 0,23 км. и строительством взамен пришедшей в негодность – 0,17 км	2021
2.11.	Строительство ВЛ 10 кВ № 4 от ПС «Любим» («Тяговая») до опоры № 27 – 2 км (1 этап)	2021
2.12.	Строительство ВЛИ - 0,4 кВ от ТП № 507 ф. № 3, № 2 по ул. Мологской, ул. Демьяна Бедного, ул. Комсомольской, ул. Загородной – 1,45 км, г. Мышкин	2021
2.13.	Строительство ВЛЗ 10 кВ ф. 11 от ПС 35/10 кВ «Некрасово» взамен пришедшей в негодность – 4,34 км с ПИР (1 этап – 2,17 км), пос. Некрасовское	2021 – 2022
2.14.	Строительство ВЛИ 04 кВ с уличным освещением от ЗТП «Жилпоселок» взамен пришедшей в негодность – 4,72 км (1 этап – 2,32 км), пос. Некрасовское	2021
2.15.	Строительство новой КТП с ТМГ-250 кВА взамен пришедшей в негодность ЗТП-4, ул. Свободы, г. Переславль-Залесский	2022
2.16.	Строительство ВЛЗ 6 кВ ф. 612 от КТП № 133 до КТП № 14 (г. Переславль-Залесский, ул. Пыррева – ул. Дорожная) взамен пришедших в негодность – 0,41 км и строительство участка КЛ 6 кВ ф. 612 от КТП № 133 до КТП № 14 с проколом (33 м) взамен пришедших в негодность – 0,235 км	2021
2.17.	Строительство двухсекционной КТП 2 × 630 кВА с ТМГ 2 × 400 кВА взамен пришедшей в негодность ЗТП-14 с переводом нагрузки ВЛ 0,4 кВ – 0,117 м, г. Переславль-Залесский, ул. Луговая	2021
2.18.	Строительство ВЛИ 04 кВ взамен пришедших в негодность, ул. Кошелевская, г. Переславль-Залесский, 1,2 км	2022
2.19.	Строительство КТП 2 × 400, пос. Молодежный (вместо ЗТП-85), для детского дома, г. Переславль-Залесский	2022
2.20.	Строительство КЛ 6 кВ Л-6 до новой КТП 2 × 400, пос. Молодежный, г. Переславль-Залесский, 0,4 км	2022
2.21.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-79 с совместной подвеской (г. Переславль-Залесский, ул. Гражданская – 0,3 км, ул. 2-я Гражданская – 0,5 км, ул. 3-я Гражданская – 0,5 км) взамен пришедших в негодность	2022
2.22.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-32 с совместной подвеской (г. Переславль-Залесский, ул. Южная – 0,8 км., пер. Южный – 0,5 км, 1-й Южный проезд – 0,3 км., 2-й Южный проезд – 0,15 км., 3-й Южный проезд – 0,15 км.) взамен пришедших в негодность	2022
2.23.	Строительство КЛ 0,4 кВ для перевода нагрузки с ЗТП-85 на новую КТП 2 × 400, г. Переславль-Залесский, 0,2 км	2022
2.24.	Строительство КТП-400 кВА с ТМГ-250 вместо КТП-8 «Республиканская» с заходом ВЛ 10 кВ – 100 м, ВЛИ 04 кВ – 200 м, г. Любим	2022

1	2	3
2.25.	Строительство ВЛИ 0,4 кВ КТП-17 «Садовая» взамен пришедшей в негодность, ул. Садовая, г. Любим, 0,4 км	2022
2.26.	Строительство ВЛИ 04 кВ от № 1 ТП-28 «Детский дом» взамен пришедшей в негодность, г. Любим, 0,4 км	2022
2.27.	Строительство ВЛИ 04 кВ № 1, № 3 и № 4 от ТП-3, пос. Отрадный, г. Любим, 2,52 км	2022 – 2023
2.28.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП № 303 ф. № 1, № 2, № 3, ул. Энергетиков, г. Мышкин, 1,15 км	2022
2.29.	Строительство ВЛИ 04 кВ, ул. Окружная, ТП № 701 ф. № 1 г. Мышкин, 1 км	2022
2.30.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ЗТП № 508 ф. № 2, № 3, № 4 взамен пришедших в негодность, ул. Ковалева, ул. Карла Либкнехта, г. Мышкин, 2 км	2022
2.31.	Строительство ВЛИ 0,4 кВ по ул. Ленина от ТП-512 «Дорожная» – 600 м (пос. Некрасовское)	2022
2.32.	Строительство ВЛИ 0,4 кВ от ТП-85, ул. Магистральная, г. Переславль-Залесский, ул. Магистральная, 1,3 км	2023
2.33.	Строительство КЛ 6 кВ от ГПП «Переславль» до РП-13 взамен ф.603, г. Переславль-Залесский, 2,5 км	2023
2.34.	Строительство ВЛЗ-6 кВ от КТП № 14 до КТП № 113 взамен пришедшей в негодность, г. Переславль-Залесский, ул. Луговая – ул. Журавлева, 0,7 км	2023
2.35.	Строительство ВЛИ 04 кВ взамен пришедших в негодность, г. Переславль-Залесский, ул. Пролетарская, 1,0 км	2023
2.36.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-45, ТП-49 с совместной подвеской взамен пришедших в негодность, г. Переславль-Залесский, ул. Проездная – 0,4 км, ул. Валовое кольцо – 1,25 км, пер. Тайницкий – 0,2 км)	2023
2.37.	Строительство ВЛИ 04 кВ с совместной подвеской взамен пришедших в негодность, г. Переславль-Залесский, ул. Левая Набережная, 2,3 км	2023
2.38.	Строительство КТПП-250 кВА с ТМГ-160 вместо КТП-10 «Гостиница», г. Любим	2023
2.39.	Строительство КТП-100 кВА «Рентгенкабинет-новая» вместо КТП «Рентгенкабинет», г. Любим	2023
2.40.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-17 с совместной подвеской взамен пришедших в негодность, г. Любим, ул. Медовая, 0,7 км	2023
2.41.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-17 с совместной подвеской взамен пришедшей в негодность, г. Любим, ул. Полевая, 0,7 км	2023
2.42.	Строительство ВЛЗ 10 кВ № 5 ПС Мышкин от опоры № 1 до опоры № 12, г. Мышкин, 0,6 км	2023
2.43.	Строительство ЛЭП 10 кВ от ул. Толстого до ул. Фурманова для разукрупнения сетей, г. Мышкин, 0,7 км	2023
2.44.	Строительство КТПП-250 кВА для разукрупнения сетей, ул. Фурманова, г. Мышкин	2023

1	2	3
2.45.	Строительство ВЛИ 04 кВ № 1, № 2, № 3, № 6 ЗТП-706 «PCY» взамен пришедшей в негодность, г. Мышкин, 1,5 км	2023
2.46.	Строительство ВЛИ 04 кВ от КТП-9 «Заречная», 2,52 км	2023
2.47.	Строительство КТП с 2 × ТМГ-160 кВА вместо КТП-17 «Бабайки» взамен пришедшей в негодность	2023
2.48.	Строительство ВЛЗ-10 кВ № 6 на КТП «Очистные» и КТП «Котельная-2» взамен пришедшей в негодность, 0,75 км	2023
2.49.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-15 с совместной подвеской взамен пришедших в негодность (г. Переславль-Залесский, ул. Проездная – 0,25 км., ул. Валовое кольцо – 0,77 км., пер. Горсоветский – 0,2 км., ул. Комитетская – 0,5 км., пер. Грачковский – 0,4 км, ул. Большая Протечная – 0,5 км, пер. Чернореченский – 0,2 км)	2024
2.50.	Строительство ВЛЗ 6 кВ – 0,5 км, КТП 2 × 400 кВА с ТМГ-2 × 250 кВА, ВЛИ 04 кВ – 0,8 км, г. Переславль-Залесский, Комсомольская площадь	2024
2.51.	Строительство КТП 2 × 400 вместо ЗТП-6 с ТМГ-400 кВА – 2 шт., г. Переславль-Залесский	2024
2.52.	Строительство ВЛИ 04 кВ с уличным освещением взамен пришедшей в негодность, г. Переславль-Залесский, ул. Правая Набережная, 1,5 км	2024
2.53.	Строительство ВЛЗ 6 кВ от КТП № 113 до ЗТП № 62, г. Переславль-Залесский, 1,4 км	2024
2.54.	Строительство КТП-400 кВА «Отрадный-новая 2» с ТМГ-250 кВА вместо КТП № 2 «Отрадный», г. Любим	2024
2.55.	Строительство КТП-250 кВА «КТП «Троицкая церковь-новая» с ТМГ-160 кВА вместо КТП - 13 «Троицкая церковь», г. Любим	2024
2.56.	Строительство участка ВЛЗ 10 кВ от ЗТП - 19 «Школа» до ЗТП-6 «Даниловская» («Вынос» ВЛ 10 кВ из территории физкультурно-оздоровительного комплекса), г. Любим, 0,5 км	2024
2.57.	Строительство участка ВЛ 0,4 кВ № 2 ЗТП - 3 «Военкомат» взамен пришедшей в негодность, г. Любим, 0,5 км	2024
2.58.	Строительство ВЛИ 04 кВ от ТП-22 с совместной подвеской взамен пришедшей в негодность, г. Любим, ул. Пролетарская, 1 км	2024
2.59.	Строительство ВЛИ 04 кВ № 1 ЗТП-603 «Солнечная» взамен пришедшей в негодность, г. Мышкин, 0,8 км	2024
2.60.	Строительство ВЛЗ 10 кВ с выносом трассы от ТП 704 «Хлебозавод» до ТП 713 «Росинка», 0,52 км	2024
2.61.	Строительство КЛ 10 кВ от ТП-310 «КНС ул. Пушкина» до ТП-502 «Петушок» для резервирования, 0,95 км	2024
2.62.	Строительство ВЛИ 04 кВ № 1, № 2, № 3 ЗТП-704 «Хлебозавод» взамен пришедшей в негодность, г. Мышкин, 1,0 км	2024
2.63.	Строительство ВЛИ 04 кВ № 7 ЗТП-502 «Петушок» взамен пришедшей в негодность, г. Мышкин, 0,8 км	2024
2.64.	Строительство ВЛЗ 10 кВ № 7 от опоры № 1 до КТП «Финский	2024

1	2	3
	комплекс», г. Мышкин, 0,6 км	
2.65.	Строительство ВЛЗ 10 кВ № 3 от опоры № 1 до КТП-302 «КНС СХТ», г. Мышкин, 0,2 км	2024
2.66.	Строительство ВЛЗ 10 кВ на ЗТП «Жилпоселок» для взаиморезервирования, г. Мышкин, 1,2 км	2024
2.67.	Строительство ВЛ 0,4 кВ от ТП «Сельпо», ул. Кооперативная, г. Мышкин, 1,4 км	2024
2.68.	Строительство КТП с 2 × ТМГ-160 кВА вместо ЗТП-9 «Котельная-2» взамен пришедшей в негодность, г. Мышкин	2024
2.69.	Строительство КТП-400-10/0,4 кВ с ТМГ-400 кВА взамен пришедшей в негодность КТП № 6 «Связь» с заходами КЛ и ВЛ, пос. Некрасовское	2024

8. Консолидация электросетевого имущества Ярославской области

8.1. В соответствии со Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р, одной из основных задач является консолидация электросетевого имущества.

8.2. Консолидация направлена на достижение следующих целей:

- обеспечение бесперебойного и надежного функционирования объектов электроэнергетики, повышение качества электроснабжения потребителей;

- внедрение единой технической политики, повышение устойчивости энергосистемы, формирование единых правил управления от генерации до потребителей, снижение аварийности;

- формирование единого центра ответственности, сокращение сроков ликвидации аварийных ситуаций, чрезвычайных ситуаций, сроков технологического присоединения потребителей;

- недопущение бесконтрольного функционирования бесхозных объектов электросетевого хозяйства в регионе, подключенных к его сетям, снижение уровня технологических потерь;

- уменьшение или снятие рисков гибели и травматизма людей, а также наступления иных негативных последствий;

- предотвращение (сокращение) случаев длительного ограничения энергоснабжения социально значимых объектов и объектов системы жизнеобеспечения.

8.3. Основными направлениями консолидации электросетевых активов в единый комплекс являются:

- выявление, мониторинг и установление контроля над бесхозными и бесконтрольно функционирующими электросетевыми объектами;

- получение в управление электросетевых активов, принадлежащих сторонним собственникам (в том числе через отказ от собственности);

- подхват функций организаций, которые не соответствуют критериям

отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям и не обеспечивают надлежащий уровень надежности и качества оказания услуг по передаче электроэнергии;

- принятие на баланс сетевых активов от физических лиц и некоммерческих организаций на безвозмездной основе (по договорам дарения).

8.4. Основными способами консолидации являются:

- выявление бесхозных, бесконтрольно функционирующих объектов электросетевого хозяйства, их учет и установление контроля;

- аренда электросетевого имущества сторонних собственников и ТСО, не соответствующих критериям;

- заключение договоров дарения с физическими лицами и некоммерческими организациями;

- заключение договоров безвозмездного пользования муниципальным электросетевым имуществом;

- приобретение электросетевого имущества в собственность.

8.5. Вопросы консолидации муниципальных электросетевых активов, электросетевых активов, принадлежащих собственникам, которые не оказывают услуги по передаче электроэнергии потребителям, а также территориальным сетевым организациям, и бесхозных (бесконтрольно функционирующих) электросетевых объектов с эффективными сетевыми организациями (субъектами энергетики) с целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей находятся на постоянном контроле штаба по обеспечению безопасности электроснабжения при Правительстве Ярославской области и ежегодно рассматриваются на его заседаниях с приглашением представителей органов местного самоуправления и крупных электросетевых компаний.

8.6. В рамках установления контроля над бесхозными объектами электросетевого хозяйства субъектами энергетики проводятся следующие мероприятия:

- выявление на постоянной основе электросетевых объектов, обладающих признаками бесхозного имущества;

- проведение технического обследования выявленных электросетевых объектов, обладающих признаками бесхозного имущества, с указанием необходимых мероприятий для приведения объектов к нормативным требованиям, пожарной безопасности, электробезопасности и предупреждения электро-травматизма;

- розыск возможных собственников выявленного электросетевого объекта, обладающего признаками бесхозного имущества.

При установлении отсутствия собственников/ отказа собственников от прав/ невозможности установления собственников субъекты ТСО опираются на выработанные методы работы и определяют стратегию по установлению контроля над выявленными электросетевыми объектами, обладающими признаками бесхозного имущества.

Перечень бесхозного имущества формируется по мере получения подтверждения об отсутствии права собственности потенциального соб-

ственника, органов местного самоуправления муниципальных районов и поселений, департамента имущественных и земельных отношений Ярославской области, МТУ Росимущества, сведений из Единого государственного реестра недвижимого имущества.

8.7. В Ярославской области функционирует более 1500 электросетевых объектов, принадлежащих сторонним собственникам, которые не оказывают услуги по передаче электроэнергии потребителям, самостоятельно содержат и должны эксплуатировать электросетевые объекты (в соответствии со статьей 210 Гражданского кодекса Российской Федерации нести бремя содержания, принадлежащего имуществу, поддерживать его в исправном, безопасном и пригодном для эксплуатации в соответствии с назначением имущества состоянии).

В связи с тем, что электросетевые объекты являются объектами повышенной опасности, при их эксплуатации следует руководствоваться требованиями нормативно-технической документации, пожарной безопасности, электробезопасности и предупреждения электротравматизма. Субъекты энергетики на регулярной основе проводят со сторонними собственниками работу по консолидации электросетевого имущества в целях передачи активов электросетевым организациям в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, в том числе через отказ от права собственности.

В случае усиления критериев отнесения владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям, субъектами энергетики проводится работа по получению в управление электросетевых объектов в порядке, установленном законодательством Российской Федерации (в том числе заключение концессионных соглашений, договоров купли-продажи и др.).

8.8. С целью консолидации объектов электросетевого хозяйства с более эффективными сетевыми организациями в 2019 – 2020 годах на территории Ярославской области под руководством и контролем штаба по обеспечению безопасности электроснабжения при Правительстве Ярославской области совместно с руководством крупных ТСО была проведена следующая работа:

8.8.1. Филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»:

- заключены договоры аренды электросетевого имущества с ОАО «ЖКХ «Заволжье», имеющим ранее статус территориальной сетевой организации, ГПОУ ЯО Рыбинским лесотехническим колледжем, МУП ЖКХ «Заволжское» Некрасовского муниципального района;

- выявлено и поставлено на баланс филиала 98 бесконтрольно функционирующих объектов в 8 муниципальных образованиях Ярославской области (90 линейных объектов (ВЛ/КЛ 0,4-6-10 кВ протяженностью 28,62 км), 5 ТП (ТП 0,4-6-10 кВ мощностью 1,62 МВА), 3 единицы электросетевого оборудования);

- проведена подготовительная работа по консолидации электросетевого имущества со сторонними собственниками, которые не оказывают услуги по

передаче электроэнергии потребителям: направлены письма с предложением о консолидации, получены ответы, проведены переговоры, сформирован перечень электросетевого имущества к консолидации.

8.8.2. АО «ЯрЭСК» (совместное предприятие Правительства Ярославской области и ПАО «МРСК Центра») во взаимодействии с Ярославским областным союзом садоводческих, огороднических некоммерческих объединений реализуют проект по консолидации и восстановлению электросетевых комплексов СНТ на территории области. Так, по итогам 2020 года:

- принято на баланс общества по договорам дарения с СНТ линейных объектов (ВЛ/КЛ 0,4-6-10 кВ протяженностью 46,7 км), 6 ТП (ТП 0,4-6-10 кВ мощностью 0,9 МВА);

- заключены договоры аренды электросетевого имущества с МУП «Энергоресурс» Некрасовского МР, имеющим ранее статус территориальной сетевой организации, ООО УК «Ярославглавснаб», АО «Петровский завод ЖБИ», АО «Ярославский завод топливной аппаратуры».

8.8.3. ООО «Ярославль Энергосети» приняло по договору аренды ПС 110 кВ «Роща» и ПС 110 кВ «Толга», а также подходящие к данным объектам электрические сети, обслуживаемые ранее АО «Электросети ЯГК», имеющим статус ТСО (в настоящее время находится в состоянии банкротства).

9. Разработка программы повышения надежности электроснабжения и оснащенности социально значимых объектов РИСЭ

Одним из направлений в работе органов исполнительной власти области, субъектов электроэнергетики по повышению надежности электроснабжения потребителей является оснащение и использование передвижных и стационарных РИСЭ.

На территории области сформирована группировка РИСЭ, позволяющая обеспечить резервное электроснабжение социально значимых объектов.

Все РИСЭ, обеспечивающие резервное электроснабжение социально значимых объектов и объектов жизнеобеспечения Ярославской области, находятся в рабочем состоянии.

Группировка передвижных РИСЭ ТСО включает в себя 53 передвижных РИСЭ общей мощностью 4335 кВА, данные представлены в таблице 10.

Количество и мощность РИСЭ выбраны исходя из следующих условий:

- количество и мощность социально значимых объектов;
- категоричность социально значимых объектов;
- расстояние до социально значимых объектов от мест постоянного базирования РИСЭ;
- максимально прогнозируемый, в том числе на основе постоянных наблюдений, уровень аварийности;
- время передислокации РИСЭ для наращиваний необходимой группировки генераторов.

Передвижной РИСЭ на базе автомобиля «КАМАЗ» мощностью 400 кВА применяется для обеспечения электроснабжения потребителей на время производства работ или во время технологических нарушений в пределах г. Ярославля.

Передвижные РИСЭ мощностью 100 кВА расположены в МР Ярославской области с учетом количества и мощности социально значимых объектов, параметров аварийности и повреждаемости на электрических сетях с возможной перебазировкой РИСЭ.

В зависимости от количества обесточенных социально значимых объектов в одном из МР Ярославской области или при массовых технологических нарушениях имеется возможность дополнительно передислоцировать РИСЭ в следующем порядке:

- из РЭС филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» – расчетное время доставки РИСЭ до 2 часов;

- из смежных филиалов ПАО «МРСК Центра» – расчетное время доставки РИСЭ до 4 – 6 часов в зависимости от удаленности филиала.

Таблица 10

Перечень РИСЭ ТСО, привлекаемых для организации надежного электроснабжения социально значимых объектов, с вариантами перемещения

№ п/п	Подразделение	Место размещения	Количество, шт.	Мощность РИСЭ, кВА	Возможные варианты перераспределения РИСЭ между подразделениями
1	2	3	4	5	6
1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»					
1.1.	Большесельский РЭС	Большесельский МР, с. Большое Село, ул. Усыкина, д. 256	1	100	Угличский РЭС, Мышкинский РЭС, Тутаевский РЭС (правая сторона), Рыбинский РЭС
1.2.	Борисоглебский РЭС	Борисоглебский МР, пос. Борисоглебский, ул. Комсомольская, д. 40	1	100	Ярославский РЭС, РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть», Гаврилов-Ямский РЭС, Ростовский РЭС, Переславский РЭС, Угличский РЭС
1.3.	Брейтовский РЭС	с. Брейтово, ул. Гагарина, д. 26	1	100	Некоузский РЭС, Мышкинский РЭС
1.4.	Гаврилов-Ямский РЭС	г. Гаврилов-Ям, ул. Клубная, д. 68	1	100	Ярославский РЭС, РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть», Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
1.5.	Северо-Восточный	г. Данилов, ул. Дорожная,	2	100	Северо-Восточный РЭС (Первомайский

1	2	3	4	5	6
	РЭС	д. 18			участок), Северо-Восточный РЭС (Любимский участок), Тутаевский РЭС (левая сторона), Некрасовский РЭС (левая сторона)
1.6.	Северо-Восточный РЭС	г. Любим, ул. Московская, д. 1а	1	100	Северо-Восточный РЭС (Первомайский участок), Северо-Восточный РЭС (Даниловский участок), Некрасовский РЭС (левая сторона)
1.7.	Мышкинский РЭС	г. Мышкин, ул. Энергетиков, д. 5а	1	100	Угличский РЭС, Большесельский РЭС, Некоузский РЭС, Рыбинский РЭС, Брейтовский РЭС
1.8.	Некоузский РЭС	Некоузский МР, с. Новый Некоуз, ул. Советская, д. 3а	2	100	Брейтовский РЭС, Мышкинский РЭС, Рыбинский РЭС
1.9.	Некрасовский РЭС	Некрасовский МР, пос. Некрасовское, ул. Энергетиков, д. 18	2	100	Ярославский РЭС, РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть», Гаврилов-Ямский РЭС
1.10.	Северо-Восточный РЭС	Первомайский МР, пос. Пречистое, ул. Энергетиков, д. 15	1	100	Северо-Восточный РЭС (Любимский участок), Северо-Восточный РЭС (Даниловский участок), Пошехонский РЭС
1.11.	Переславский РЭС	г. Переславль-Залесский, ул. Московская, д. 120	3	100	Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
1.12.	Пошехонский РЭС	г. Пошехонье, ул. Рыбинская, д. 49	2	100	Рыбинский РЭС, Тутаевский РЭС (левая сторона), Северо-Восточный РЭС (Первомайский участок)
1.13.	Ростовский РЭС	г. Ростов, Савинское шоссе, д. 15	3	100	Ярославский РЭС, РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть», Гаврилов-Ямский РЭС, Борисоглебский РЭС, Переславский РЭС

1	2	3	4	5	6
1.14.	Рыбинский РЭС	г. Рыбинск, ул. Кулибина, д. 14	3	100	Большесельский РЭС, Тутаевский РЭС (пра- вая сторона), Мышкин- ский РЭС, Пошехон- ский РЭС
1.15.	Тутаевский РЭС	г. Тутаев, ул. Привокзаль- ная, д. 7	2	100	Ярославский РЭС, РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть», Рыбинский РЭС, Большесельский РЭС
1.16.	Угличский РЭС	г. Углич, пос. Ме- бельщиков, д. 3а	2	100 25	Мышкинский РЭС, Большесельский РЭС, Борисоглебский РЭС
1.17.	Ярославский РЭС	г. Ярославль, ул. Северная под- станция, д. 9	1	100	Тутаевский РЭС, Некрасовский РЭС, Гаврилов-Ямский РЭС, Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
		г. Ярославль, ул. Стачек, д. 60а	2	100	
1.18.	РЭС I кате- гории «Яргорэлек- тросеть» г. Ярославля	г. Ярославль, просп. Октября, д. 86	4	100	Тутаевский РЭС, Некрасовский РЭС, Гаврилов-Ямский РЭС, Ростовский РЭС, Борисоглебский РЭС
		г. Ярославль, просп. Октября, д. 86	1	400	Ярославская область
2. АО «ЯрЭСК»					
2.1.	Переславль- Залесский филиал	г. Переславль- Залесский, пер. Призывной, д. 16	1	50	городской округ город Переславль-Залесский
		г. Переславль- Залесский, пер. Призывной, д. 16	2	6,5	городской округ город Переславль-Залесский
2.2.	Любимский участок	г. Любим, ул. Ок- тябрьская, д. 54	1	30	Любимский МР
		г. Любим, ул. Ок- тябрьская, д. 54	1	5,5	Любимский МР
2.3.	Мышкин- ский участок	г. Мышкин, ул. Успенская, д. 24	2	30 5,5	Мышкинский МР
2.4.	Ярославский участок	г. Ярославль, ул. Северная под- станция, д. 9	1	30	Ярославский МР
		г. Ярославль, ул. Северная под- станция, д. 9	1	5,5	Ярославский МР
		г. Ярославль, ул. Северная под-	1	5	Ярославский МР

1	2	3	4	5	6
		станция, д. 9			
		г. Рыбинск, ул. Ру- мянцевская, д. 53	1	3	Рыбинский МР
2.5.	Некрасов- ский участок	пос. Некрасов- ское, ул. Совет- ская, д. 178, стр. 5	2	30 5	Ярославский МР
3. ОАО «Рыбинская городская электросеть»					
	ОАО «Ры- бинская го- родская элек- тросеть»	г. Рыбинск, ул. Щепкина, д. 16	1	100	городской округ город Рыбинск
4. МУП Тутаевского МР «Горэлектросеть»					
	МУП Тутаев- ского МР «Горэлектро- сеть»	г. Тутаев, ул. Промзона, д. 9	1	100	Тутаевский МР
		г. Тутаев, ул. Осипенко, д. 4а	1	4	Тутаевский МР

10. Анализ состояния учета потребления электрической энергии и практики внедрения АСКУЭ в электрических сетях индивидуальных пользователей

10.1. Внедрение АСКУЭ в расчетах за потребленную электроэнергию с потребителями является стратегической задачей для субъектов электроэнергетики Ярославской области.

10.2. Результаты и планы внедрения автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии на территории Ярославской области.

10.2.1. Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

В рамках реализованных программ развития учета электроэнергии на конец 2020 года осуществлена автоматизация 47 926 точек учета.

Из 47 926 точек учета организованы:

- 3 907 точек технического учета электрической энергии;
- 5 341 точка коммерческого учета электрической энергии;
- 5 783 точки учета на вводах многоквартирных домов;
- 32 895 точек учета индивидуальных потребителей, граждан.

Сводная информация об объемах внедрения средств АИИС КУЭ
в соответствии с проектами, реализуемыми
филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго»

Наименование программы	Единица показателя	Всего	Технический учет		Коммерческий учет		
			ПС 35 – 110 кВ	ТП/РП 6 – 10 кВ	ПС 35 – 110 кВ	ТП/РП 6 – 10 кВ	1 кВ и ниже
Программа перспективного развития систем учета электроэнергии на розничном рынке электроэнергии	количество точек учета, шт.	47 926	1 535	2 372	1 182	1 655	41 182
	доля автоматизации, %	18,7					

Филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 2018 году был заключен энергосервисный договор на строительство АИИС КУЭ. Исходя из цели наибольшего эффекта от снижения потерь электроэнергии приоритетными районами выбраны г. Углич, а также отдельные районы г. Ярославля и Ярославский МР. Всего планировалось автоматизировать 25 200 точек учета. По итогам 2020 года установлено 13 716 приборов учета электроэнергии, включая следующие объекты строительства:

- объекты, переведенные в промышленную эксплуатацию:

ПС «Возрождение» ф. 6;

ПС «Ватолино» ф. 10;

ПС «Алтыново» ф. 174, ф. 175;

ПС «Машприбор» ф. 2, ф. 6, ф. 16;

ПС «Машприбор» ф. 5, ф. 23, ф. 25;

ПС «Толга» ф. 73, ф. 94, ф. 19, ф. 34, ф. 35, ф. 93, ф. 9, ф. 10, ф. 15, ф. 27, ф. 31;

- объекты, не переведенные в промышленную эксплуатацию:

ПС «Тормозная» ф. 5, ф. 9, ф. 14, ф. 21, ф. 23, ф. 24;

ПС «Южная» ф. 120, ф. 218, ф. 109, ф. 406, ф. 102, ф. 213, ф. 302, ф. 402, ф. 301, ф. 407, ф. 216, ф. 308;

ПС «Институтская» ф. 106, ф. 204, ф. 307, ф. 407, ф. 305, ф. 404, ф. 103, ф. 205, ф. 104, ф. 202, ф. 105, ф. 203, ф. 303, ф. 403;

ПС «Перекоп» ф. 3, ф. 2, ф. 4, ф. 9, ф. 5, ф. 14;

ПС «Ведерники» ф. 3, ф. 4;

ПС «Которосль» ф. 106, ф. 205, ф. 406, ф. 108, ф. 203;

г. Углич.

Планируется проведение работ в рамках энергосервисного договора в г. Угличе и Фрунзенском и Красноперекопском районах г. Ярославля с установкой 11 484 ПУ.

Ожидаемый эффект от реализации данного проекта – снижение потерь в объеме 68,9 млн. кВт × ч.

Кроме того, планируется проведение работ в 10 РЭС с установкой 53481 прибора учета с включением в АИИС КУЭ на объектах реализации проекта «Строительство интеллектуальных сетей» путем заключения лизингового договора.

В 2021 году планируется реализовать установку 20410 интеллектуальных приборов учета с включением в АИИС КУЭ в рамках следующих проектов:

- инвестиционная программа – 7000 ПУ (кроме того, 3702 ПУ на новые объекты в рамках технологического присоединения);
- энергосервисный договор (в 7 РЭС) – 9708 ПУ.

10.2.2. ПАО «ТНС энерго Ярославль».

В период с 2010 – 2020 годов осуществлено внедрение АСКУЭ в 826 многоквартирных домах (50 531 точка коммерческого учета) и в 539 бюджетных организациях Ярославской области (более 1 600 точек коммерческого учета). Благодаря внедрению АСКУЭ появился более точный учет энергоресурсов из-за использования приборов учета с более высоким классом точности, снизилось потребление электроэнергии на общедомовые нужды в многоквартирных домах в среднем на 40 процентов, появилась возможность мониторинга режимов электроснабжения, выбора любой ценовой категории, нормирования расходов на электроэнергию по однотипным объектам в бюджетных организациях.

В 2021 – 2022 годах планируется замена приборов учета электроэнергии в многоквартирных домах в соответствии с Федеральным законом от 27 декабря 2018 года № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации», а также внедрение АСКУЭ в многоквартирных домах с большим количеством вышедших из строя приборов учета электрической энергии.

10.2.3. АО «ЯрЭСК».

АО «ЯрЭСК» совместно с СНТ осуществляет внедрение системы АСКУЭ БП. В период 2015 – 2020 годов в СНТ установлено 18 532 точки коммерческого учета электрической энергии БП.

В результате проведенных мероприятий за период 2015 – 2020 годов получен эффект снижения потерь в электрических сетях на 14,7 млн. кВт × ч.

10.2.4. ОАО «Рыбинская городская электросеть».

По состоянию на 01.01.2021 количество точек поставки электроэнергии ОАО «Рыбинская городская электросеть» составляет 15 653 штуки, из которых 3 468 штук – юридические лица, 2 028 штук – многоквартирные дома, 10 157 штук – население. Внедрение автоматической системы коммерческого учета электроэнергии ведется с 2010 года. На текущий момент оборудовано средствами усиленного сбора данных приборов учета 44 процента потребителей. За 2020 год установлено 1 195 интеллектуальных приборов учета на

опоры ВЛ 0,4 кВ в частном секторе. Многоквартирный фонд оборудован общедомовыми системами учета с возможностью передачи информации на 89 процентов, объекты, находящиеся в собственности юридических лиц, – на 48 процентов.

По итогам 2020 года средний процент потерь в сетях ОАО «Рыбинская городская электросеть» составил 12,43 процента. По сравнению с объемом потерь электроэнергии, сложившимся по итогам 2019 года, в 2020 году снижение составило 2,133 млн. кВт × ч.

Таблица 12

Количество интеллектуальных приборов учета электрической энергии, планируемых к установке субъектами электроэнергетики на территории Ярославской области

№ п/п	Наименование организации	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	Всего
1.	Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», шт.	7000	4124	5740	13545	6037	6037	42 483
2.	ПАО «ТНС энерго Ярославль», шт.	11813	12165	5000	5000	5000	5000	43978
3.	АО «ЯрЭСК», шт.	2899	3000	3000	3000	3000	3000	17899
4.	ОАО «Рыбинская городская электросеть», шт.	940	743	1271	1524	1500	1500	7478

Ожидаемый эффект от реализации данных проектов – снижение потерь в объеме 90 млн. кВт × ч и снижение потребления электроэнергии на общедомовые нужды в многоквартирных домах в среднем на 40 процентов.

11. Анализ состояния, возможностей развития сети уличного освещения в соответствии с реализуемой Концепцией модернизации наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области

11.1. Анализ состояния сети уличного освещения в муниципальных образованиях Ярославской области.

На территории 19 муниципальных образований Ярославской области установлено около 77,5 тысячи светильников наружного освещения, в том числе около 17 тысяч энергосберегающих светильников (22 процента от общего количества).

Более 60,5 тысячи светильников установлены и подключены к электрическим сетям филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго», из них:

- около 30 тысяч светильников установлены в электрических сетях филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» в 17 муниципальных образованиях области;

- более 30,5 тысячи светильников установлены в г. Ярославле, из них более 1 800 светильников (6 процентов от общего количества) являются энергосберегающими. Большая часть из них находится на балансе филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго».

Более 5,1 тысячи светильников установлены на электрических сетях, эксплуатируемых АО «ЯрЭСК» в г. Переславле-Залесском, г. Мышкине, г. Любиме, пос. Некрасовском, в том числе энергосберегающих светильников более 2,5 тысячи штук (около 50 процентов от общего количества).

Около 12 тысяч светильников, в том числе более 1 100 энергосберегающих светильников (9 процентов от общего количества), установлены на электрических сетях иных ТСО.

Около 80 процентов существующих светильников подключены непосредственно к силовой электросети, что существенно снижает надежность электроснабжения потребителей. Во многих населенных пунктах СП уличное освещение пришло в нерабочее состояние, а в отдельных случаях полностью отсутствует.

11.2. Концепция модернизации наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области.

Развитие сети наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области предлагается осуществлять в рамках Концепции модернизации наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области, согласованной Правительством области, филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» и АО «ЯрЭСК».

В зону реализации Концепции модернизации наружного (уличного) освещения в муниципальных образованиях Ярославской области попадают линии (цепи) наружного освещения и порядка 18 500 морально устаревших светильников в МР и городских округах.

При выполнении данной работы планируется:

- использовать светодиодные светильники с линейкой мощности от 35 Вт до 180 Вт;

- использовать только качественные светодиодные светильники, имеющие гарантию не менее 7 лет с представлением производителем подменного фонда не менее 2 процентов от объема закупаемых светильников.

В соответствии с Концепцией модернизации наружного (уличного) освещения планируется за счет собственных средств филиала ПАО «МРСК Центра» и АО «ЯрЭСК» провести поэтапную модернизацию системы наружного освещения с заменой устаревших светильников на энергосберегающие светодиодные светильники. Условием реализации намеченных мероприятий является заключение органами местного самоуправления энергосервисных контрактов с электросетевыми организациями.

В 2021 году планируется:

- АО «ЯрЭСК» заменить около 3 000 светильников на светодиодные в рамках совместной программы с администрацией Угличского муниципального района;

- филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» реализация мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования энергетических ресурсов при эксплуатации системы наружного освещения на территории г. Ярославля (муниципальный контракт от 20.02.2021 № 36-ОК-20).

Количество светильников на территории города (учтенных в муниципальном контракте на 2019 год) составляет - 30,7 тыс. шт., в том числе светодиодные светильники – 3,1 тыс. шт., итого светильников к замене – 27 505 шт., размещенных на 956 улицах г. Ярославля (улицы, дворовые территории, парковые зоны, поселки, отдельные объекты).

Также в соответствии с конкурсной документацией будут заменены 18 570 кронштейнов.

Из числа светильников к замене в собственности филиала ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» находится 20,7 тыс. светильников, 4,2 тыс. светильников в собственности Мэрии г. Ярославля, 2,6 тыс. светильников в собственности иных владельцев (АО «Яргорэлектротранс», ТСЖ/УК).

В настоящее время управление уличным освещением города осуществляется из диспетчерского пункта РЭС 1 категории «Яргорэлектросеть» аналоговой системой через 508 шкафов управления уличным освещением, которые по итогам реализации ЭЭМ также будут заменены на современные ШУНО с возможностью управления системой уличного освещения через цифровые каналы связи (GSM) со следующими функциями:

- контроль состояния и диагностика работы всех элементов системы наружного освещения;
- дистанционное управление (включение/выключение по заданному графику или командам диспетчера);
- сбор полной телеметрической информации и передача в центральный диспетчерский пункт по заданному расписанию;
- отображение объектов уличного освещения и их состояния на автоматизированном рабочем месте оператора/ диспетчера, в том числе на карте местности с возможностью масштабирования.

Исполнитель должен обеспечить уровень экономии в размере 60 процентов от базового периода. Срок реализации контракта – 84 мес. (7 лет).

Потребление электроэнергии (уличное освещение) в базовом периоде в г. Ярославле (2019 год) – 31 989 186 кВт × час.

В соответствии с условиями контракта филиал ПАО «МРСК Центра» – «Ярэнерго» обеспечивает экономию в размере 60 процентов от базового периода, что за полный календарный год составит 19 056 492 кВт × час.

Планируется реализация энергосервисного контракта в 2021 – 2022 годах:

- в г. Угличе (замена существующих светильников на светодиодные в количестве 2926 шт., обеспечение экономии в размере не менее 60 процентов от базового периода);
- в городском округе городе Переславле-Залесском (замена существующих

ющих светильников на светодиодные в количестве 1 998 штук – городской округ город Переславль-Залесский, 1 322 штук – г. Переславль-Залесский), обеспечение экономии в размере не менее 60 процентов от базового периода).

12. Анализ состояния и возможностей организации электроснабжения энергопринимающих устройств, расположенных на земельных участках, предоставленных бесплатно льготным категориям граждан

В соответствии с Законом Ярославской области от 27 апреля 2007 г. № 22-з «О бесплатном предоставлении в собственность граждан земельных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности» гражданам с тремя и более детьми, иным льготным категориям граждан бесплатно выделяются земельные участки на территории Ярославской области.

Использование земельных участков для индивидуального жилищного строительства предполагает, что такие участки должны быть обеспечены необходимой для дальнейшего строительства инженерной и коммунальной инфраструктурой.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программа перспективного развития электроэнергетики» одной из задач формирования схем и программ перспективного развития электроэнергетики является обеспечение координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, программ (схем) территориального планирования и схем и программ перспективного развития электроэнергетики.

Формирование земельных участков для индивидуального жилищного строительства, выделяемых гражданам в соответствии с Законом Ярославской области от 27 апреля 2007 г. № 22-з «О бесплатном предоставлении в собственность граждан земельных участков, находящихся в государственной или муниципальной собственности», должно осуществляться органами местного самоуправления совместно с ресурсоснабжающими организациями.

На основании согласованных проектов планировки и проектов межевания территории будет возможно произвести оптимальный выбор трасс линий электропередач и места установки ТП в соответствии с утвержденной градостроительной документацией и с учетом перспективы развития прилегающего района.

Реализация данной схемы позволит обеспечить своевременное строительство инженерных сетей до границ выделяемых земельных участков и свести к минимуму затраты как органов местного самоуправления, ресурсоснабжающих организации, так и будущих потребителей.

Подключение объектов на земельных участках, выделяемых льготным категориям граждан, осуществляется в соответствии с Правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей элек-

трической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям».

Мероприятия по подключению земельных участков, выделяемых льготным категориям граждан, к электрическим сетям осуществляются в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики» включаются в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики.

Перечень земельных участков, не имеющих существующих электросетевых объектов ТСО на расстоянии ближе 500 – 300 м (в сельской местности, в черте населенных пунктов), и мероприятия по технологическому присоединению, представлены в таблице 13.

Мероприятия по технологическому присоединению указанных объектов к электрическим сетям выполняются ТСО на основании утвержденных схем территориального планирования, схем и программ перспективного развития, инвестиционных программ электросетевых организаций за счет средств, предусмотренных в тарифе на услуги по передаче электрической энергии.

Таблица 13

Перечень земельных участков, не имеющих существующих электросетевых объектов ТСО на расстоянии ближе 500 – 300 м (в сельской местности/ в черте населенных пунктов), и мероприятия по технологическому присоединению таких объектов

№ п/п	Адрес земельного участка	Количество земельных участков	Наличие электросетевых объектов напряжением 0,22 – 0,38 кВ на расстоянии 500 м в сельской местности и 300 м в городской, да/нет	Необходимо построить для подключения потребителей				Срок выполнения, год
				ВЛ (КЛ) 10 (6)кВ, км	ТП-10 (6)/0,4, шт./ кВА	ВЛ (КЛ) 0,4 кВ, км	иные мероприятия	
1.	Ярославская область, Некрасовский район, Аббакумцевский сельский округ, дер. Грешнево (кадастровый квартал 76:09:020101)	43	нет	0,04	1/160	2,5	установка прибора учета	2021
2.	Ярославская область, Любимский район, с. Ермаково (кадастровый квартал 76:06:030501)	16	нет	0,05	1/160	0,35	установка прибора учета	2022
3.	Ярославская область, Брейтовский район, с. Брейтово (кадастровый квартал 76:03:011457)	11	нет	0,05	1/160	0,6	установка прибора учета	2024

Список используемых сокращений

- АВ – автоматический выключатель
 АВР – автоматический ввод резерва
 АИИС КУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии
 АО – акционерное общество
 АС – сталеалюминиевый провод для подвеса на опорах
 АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электрической энергии
 АСУ ТП – автоматическая система управления технологическими процессами
 АТ – автотрансформатор
 БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция
 БКТПБ – блочная комплектная трансформаторная подстанция в бетонной оболочке
 БП – бытовые потребители
 БСК – батареи статистических конденсаторов
 ВЛ – воздушная линия
 ВЛЗ – воздушная линия электропередач, выполняемая проводами с защитной изолирующей оболочкой – защищенными проводами
 ВЛИ – воздушная линия электропередачи напряжением до 1 кВ с применением самонесущих изолированных проводов
 ГПОУ ЯО – государственное профессиональное образовательное учреждение Ярославской области
 ГПП – главная понизительная подстанция
 ГУП – государственное унитарное предприятие
 ГЭС – гидроэлектростанция
 ЖКХ – жилищно-коммунальное хозяйство
 ЗАО – закрытое акционерное общество
 ЗРУ – закрытое распределительное устройство
 ЗТП – закрытая трансформаторная подстанция
 ИТКЗ – индикатор тока короткого замыкания
 кВАр – реактивная мощность
 КЛ – кабельная линия
 КНС – компрессорная насосная станция
 КП – коттеджный поселок
 КСО – камера сборная одностороннего обслуживания
 КТП – комплектная трансформаторная подстанция
 КТП ПВК – комплектная трансформаторная подстанция проходная (воздушный, кабельный вводы)
 КТПН – комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
 КТПШ – комплектная трансформаторная подстанция проходная

- ЛЭП – линия электропередачи
 МГЭС – малая гидроэлектростанция
 мкрн. – микрорайон
 МР – муниципальный район
 МРСК – Межрегиональная распределительная сетевая компания
 МТУ Росимущества – Межрегиональное территориальное управление
 Федерального агентства по управлению государственным имуществом
 МУП – муниципальное унитарное предприятие
 НН – низкое напряжение
 ОАО – открытое акционерное общество
 ОДК – объединенная двигателестроительная корпорация
 ООО – общество с ограниченной ответственностью
 ПАО – публичное акционерное общество
 ПАРН – пункт автоматического регулирования напряжения
 ПБВ – переключение без возбуждения
 ПГУ – парогазовая установка
 ПИР – проектно-изыскательские работы
 ПК – производственная компания
 ПС – подстанция
 ПУ – прибор учета электрической энергии
 РЖД – Российские железные дороги
 РЗ – релейная защита
 РИСЭ – резервный источник электроэнергии
 РП – распределительный пункт
 РПН – регулирование напряжения под нагрузкой
 РУ – распределительное устройство
 РХБЗ – Военная академия радиационной, химической и биологической
 защиты имени Маршала Советского Союза С.К. Тимошенко
 РЭС – район электрических сетей
 с.ш. – секция шин
 СИП – самонесущий изолированный провод
 СНТ – садоводческое некоммерческое товарищество
 СТП – столбовая трансформаторная подстанция
 Т-1, Т-2, Т-3, Т-4 – маркировка силовых трансформаторов на схемах
 энергосистемы Ярославской области
 ТМГ – трансформатор масляный герметичный
 ТП – трансформаторная подстанция
 ТСЖ – товарищество собственников жилья
 ТСМ – термометры сопротивления
 ТСМА – трансформатор трехфазный (Т), магнитопровод из холоднока-
 таной стали (С), вид охлаждения (масляное с естественной циркуляцией мас-
 ла внутри бака и воздуха снаружи) (М), обмотки из алюминиевого провода
 (А)
 ТСО – территориальная сетевая организация

ТТ – трансформаторы тока

ТЭС – теплоэлектростанция

УЕ – условная единица объема обслуживания оборудования электросетевых организаций (применяется для определения необходимого количества эксплуатационного персонала)

УК – управляющая компания

ф. – фидер

ЦРП – центральный распределительный пункт

ШУНО – шкаф управления наружным освещением

ЩО – щит освещения

ЭЭМ – энергоэффективные мероприятия

ЯВФИ – Ярославское военное финансовое училище

ЯрЭСКО – Ярославская электросетевая организация