



ПОСТАНОВЛЕНИЕ

ГУБЕРНАТОРА КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ

от «30» апреля 2021 года № 103

г. Кострома

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Костромской области на 2022 – 2026 годы

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Утвердить прилагаемые схему и программу развития электроэнергетики Костромской области на 2022 – 2026 годы.

2. Признать утратившим силу постановление губернатора Костромской области от 29 апреля 2020 года № 73 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Костромской области на 2021 – 2025 годы».

3. Настоящее постановление вступает в силу с 1 января 2022 года.

п.п. Губернатор области

С. Ситников



Приложение

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением губернатора
Костромской области
от «30» апреля 2021 г. № 103

СХЕМА И ПРОГРАММА развития электроэнергетики Костромской области на 2022 – 2026 годы

Раздел I. Анализ существующего состояния электроэнергетики Костромской области

Глава 1. Общая характеристика Костромской области

1. Костромская область – один из регионов Центрального федерального округа (далее – ЦФО), занимающий площадь 60,2 тыс. кв. км, что составляет 0,35% от площади России. В Костромской области проживает 0,43% населения Российской Федерации, производится 0,21% суммарного валового регионального продукта (далее – ВРП), 0,26% промышленной продукции, формируется 0,34% розничного товарооборота и предоставляется 0,3% платных услуг населению. Эти и некоторые другие показатели удельного веса Костромской области в основных социально-экономических показателях Российской Федерации приведены в таблице № 1.

Таблица № 1

Удельный вес Костромской области в основных социально-экономических показателях Российской Федерации

Наименование показателя	процентов	
	2020 год	
Площадь территории	0,35	
Численность населения	0,43	
Валовой региональный продукт (ВРП), 2019 год	0,21	
Объем отгруженной промышленной продукции	0,26	
Продукция сельского хозяйства	0,29	
Объем работ, выполненных по виду деятельности «строительство»	0,17	
Инвестиции в основной капитал	0,13	
Ввод в действие общей площади жилых домов	0,32	
Оборот розничной торговли	0,34	
Платные услуги населению	0,30	

2. На 1 января 2021 года на территории Костромской области проживало 629,0 тыс. человек. Численность городского населения составила 459,6 тыс. человек (73,1%), сельского – 169,4 тыс. человек (26,9%). Плотность населения в Костромской области составляет 10,4 человека на 1 кв. км.

В 2020 году по коэффициенту рождаемости Костромская область находилась на 4 месте среди регионов ЦФО, сохраняется естественная убыль населения.

Большая часть населения Костромской области сосредоточена на юго-западе региона, который отличается наибольшей освоенностью и инфраструктурной насыщенностью. Здесь же сконцентрирован основной промышленный и сельскохозяйственный потенциал. Восточные районы области отличаются значительными лесными ресурсами, малой плотностью инфраструктуры и редким расселением. На востоке Костромской области основным социально-экономическим центром является г. Шарья.

3. Помимо областного центра г. Костромы в Костромской области крупные города отсутствуют. Среди небольших городов выделяются города с преобладанием лесопромышленного комплекса (г. Шарья, г. Мантурово, г. Нея), города с более диверсифицированной экономикой (г. Буй, г. Галич), а также промышленный центр г. Волгореченск, известный, прежде всего, своей энергетикой, металлургическим производством.

4. Объем ВРП на душу населения в Костромской области в среднем в 2 раза ниже, чем в среднем по Российской Федерации. Это обусловлено:

высокой долей сельского и лесного хозяйства – 6,7% в ВРП (в среднем по Российской Федерации – 4,1%), обеспечивающей невысокую добавленную стоимость;

низкой долей оптовой и розничной торговли – 12,5% в ВРП (в среднем по Российской Федерации – 14,2%);

высокой долей сфер государственного управления, социального страхования, здравоохранения и образования – 18,9% в ВРП (в среднем по России – 12,6%), связанной с низкой плотностью населения и большой площадью территории региона.

5. Ежегодное снижение числа работающих объясняется уменьшением трудоспособного населения области, профессионально-квалификационным несоответствием спроса и предложения рабочей силы на рынке труда, низким уровнем трудовой мобильности (таблица № 2).

Таблица № 2

Среднегодовая численность занятых в экономике Костромской области

тыс. человек

Наименование показателя	Годы					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Всего в экономике	299,8	299,4	293,2	290,8	282,2	276,8

В структуре занятости преобладают обрабатывающие производства – 21,5% занятых, за которыми следует оптовая и розничная торговля (16,2% занятых). В сельском и лесном хозяйстве занято 5,8% от среднегодовой численности занятых в экономике региона.

6. Индекс промышленного производства в Костромской области по итогам 2020 года составил 88,9%, в том числе по добыче полезных ископаемых – 107,5%, по обрабатывающим производствам – 95,1%, по обеспечению электрической энергией, газом и паром – 68,7%, водоснабжение, водоотведение, организация сбора и утилизация отходов деятельности – 93,0%.

В 2020 году предприятиями Костромской области отгружено товаров собственного производства, выполнено работ и услуг собственными силами по добыче полезных ископаемых, по обрабатывающим производствам, по производству и распределению электроэнергии, газа и воды (по чистым видам экономической деятельности) на сумму 172,4 млрд. рублей, что в фактически действующих ценах на 7,2% меньше по сравнению с показателем 2019 года. Доля обрабатывающих производств в общем объеме промышленного производства составила 79,3%, добыча полезных ископаемых – 0,5%, обеспечение электрической энергией, газом и паром – 17,9%, водоснабжения, водоотведения, организация сбора и утилизация отходов – 2,3%.

Динамика промышленного производства Костромской области соответствует общим для Российской Федерации тенденциям (рисунок № 1).

Рисунок № 1

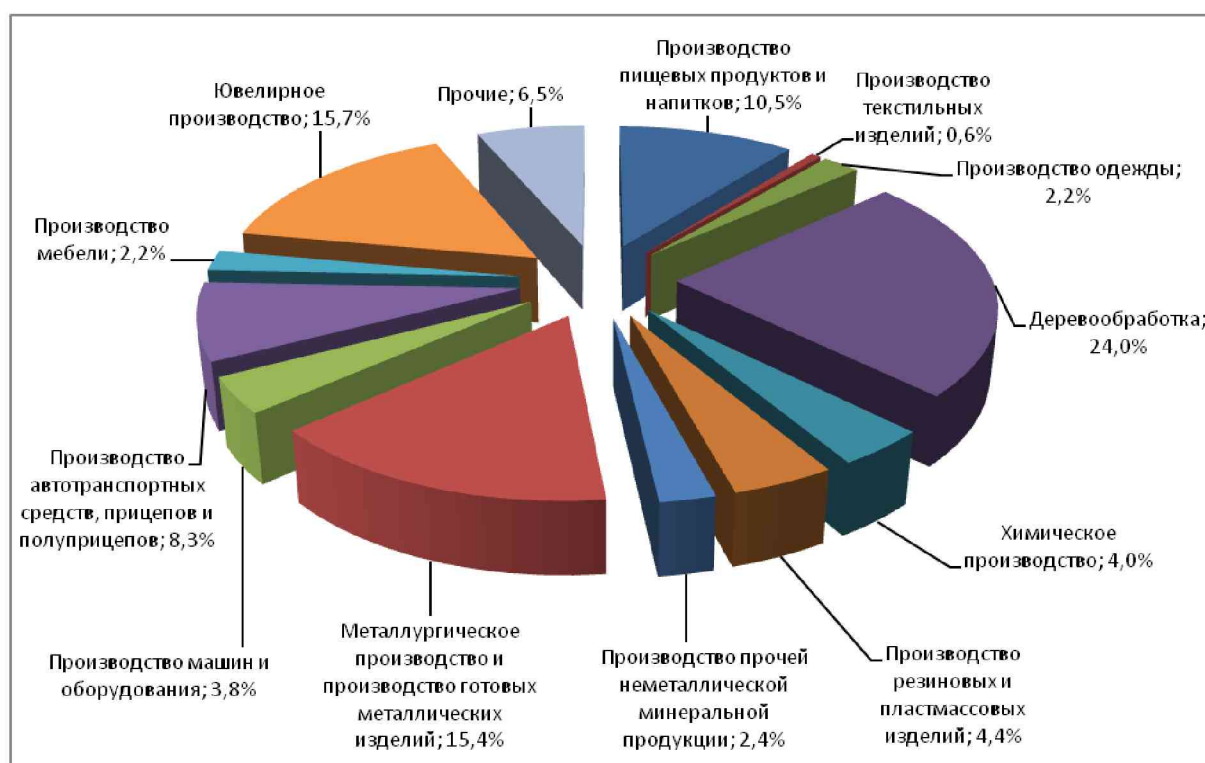
Динамика индекса промышленного производства в Костромской области и Российской Федерации, в процентах к предыдущему году



7. В структуре отгрузки продукции обрабатывающих производств обработка древесины занимает 24,0%, ювелирная промышленность – 15,7%, металлургическое производство и производство готовых металлических изделий – 15,4%, производство пищевых продуктов и напитков – 10,5%, производство автотранспортных средств, прицепов и полуприцепов – 8,3% (рисунок № 2).

Рисунок № 2

Структура обрабатывающих производств Костромской области в 2020 году



8. Основу энергетики Костромской области составляют электростанции: Костромская ГРЭС, входящая в структуру АО «Интер РАО – Электрогенерация», Костромская ТЭЦ-1, Костромская ТЭЦ-2 ПАО «ТГК-2» г. Кострома и МУП «Шарьинская ТЭЦ». Установленная мощность электростанций энергосистемы Костромской области в 2020 году составила 3 815,8 МВт, из которых 3 600 МВт приходится на Костромскую ГРЭС.

Костромская ГРЭС – одна из наиболее крупных и экономичных тепловых электростанций России, вырабатывает и поставляет электрическую энергию и мощность на федеральный оптовый рынок по линиям напряжением 220 и 500 кВ через региональные энергетические компании Костромской, Ярославской, Нижегородской, Ивановской, Вологодской, Владимирской и Московской областей.

Внутри региона потребляется порядка 32% производимой электроэнергии. В структуре потребления электроэнергии в Костромской области 39% приходится на промышленность, 16% потребляет население, 15% – транспорт и связь, 3% – оптовая и розничная торговля, 2% – сельское и лесное хозяйство. Динамика производства электрической и тепловой энергии в Костромской области в 2015 – 2020 годах представлена в таблице № 3.

В тепловой энергетике Костромской области помимо электростанций важную роль играют промышленно-производственные и районные котельные. В 2020 году они произвели 3 108 тыс. Гкал тепла, что составляет 60% от всего производства тепла в Костромской области.

Таблица № 3

**Производство электрической и тепловой энергии
в Костромской области**

Наименование показателя	Годы					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Произведено электроэнергии, млн. кВт·ч	14 984,3	15 284,8	16 454,5	14 125,2	16 072,1	10 356,0
Произведено теплоэнергии, тыс. Гкал	5 013	5 442	5 453	5 550	5 338	5 018

Количество котельных, обеспечивающих теплоснабжение объектов жизнеобеспечения населения, составляет 896 единиц с суммарной мощностью 1 600 Гкал/ч.

9. Важную роль в экономике Костромской области играет сельское хозяйство. Объем продукции сельского хозяйства в 2020 году составил 17,5 млрд. рублей, индекс производства – 104,9% (в том числе по растениеводству – 101,5%, животноводству – 107,0%) (рисунок № 3).

Рисунок № 3

**Динамика индекса производства сельскохозяйственной продукции
в Костромской области и Российской Федерации,
в процентах к предыдущему году**



В 2020 году в хозяйствах всех категорий отмечен рост производства скота и птицы на убой, молока и яиц по сравнению с 2019 годов. Вместе с тем, поголовье крупного рогатого скота и птицы продолжает сокращаться (таблица № 4).

Таблица № 4

**Динамика основных показателей производственной деятельности
в сельском хозяйстве Костромской области**

Наименование показателя	Годы						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7	8
Посевная площадь в хозяйствах всех категорий, тыс. га	185,7	185,2	187,4	184,8	184,0	181,9	182,1
Поголовье скота и птицы в хозяйствах всех категорий, тыс. голов:							
крупного рогатого скота,	58,2	56,1	55,3	53,6	50,6	50,1	48,2
в том числе коров	25,7	24,7	23,9	23,5	22,0	21,6	21,4
свиней	27,6	27,3	35,5	37,8	28,7	32,7	35,1
овец и коз	19,1	20,2	19,3	18,6	14,3	13,3	12,5
птицы	3 689	3 789	3 933	3 330	3 349	3 750	3 331
Производство основных видов сельскохозяйственной продукции в хозяйствах всех категорий, тыс. тонн:							
зерно (в весе после доработки)	65,4	60,2	54,5	41,6	41,4	46,8	47,6
льноволокно	0,1	0,2	0,02	0,02	0,1	0,1	0,2
картофель	123,0	118,0	102,6	86,5	95,3	96,2	93,4
овощи	55,0	49,2	47,0	42,2	42,7	39,9	41,9
скот и птица на убой (в живом весе)	25,2	23,4	22,1	22,5	20,6	17,6	19,8
молоко	106,9	108,1	108,2	108,4	107,5	108,9	115,5
яйца, млн. шт.	706,8	744,6	776,1	818,4	663,5	742,4	814,6

10. Транспортный комплекс играет важную роль в экономике Костромской области. Костромская область занимает транзитное положение и обслуживает грузопотоки как по направлению запад-восток (основной транзитный коридор), так и север-юг (в том числе по Волге).

Основными транспортными центрами области являются г. Кострома (основной узел автомобильного транспорта с важной ролью обслуживания речного и железнодорожного транспорта) и г. Буй (крупнейший железнодорожный узел). Как и по другим позициям, Костромскую область можно условно разделить на две части – освоенную юго-западную с высокой плотностью транспортной инфраструктуры и менее освоенную восточную с разреженной сетью качественных дорог.

11. В 2020 году объем работ, выполненных по виду деятельности «Строительство», составил 16,1 млрд. рублей, увеличившись в сопоставимых ценах по сравнению с 2019 годом на 26,2% (рисунок № 4).

12. Рост жилищного фонда – важнейший показатель, оказывающий влияние на энергопотребление населения (таблица № 5).

В 2020 году введено 258,3 тыс. кв. м общей площади жилых домов.

Рост жилищного фонда на фоне снижения численности населения региона обуславливают ежегодное увеличение общей площади жилых помещений, приходящихся в среднем на одного жителя.

Рисунок № 4

Динамика индекса физического объема работ и услуг, выполненных по виду деятельности «Строительство» в Костромской области и Российской Федерации, в процентах к предыдущему году



Основные показатели жилищных условий населения

Наименование показателя	Годы					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ввод в действие жилых домов, тыс. кв. м общей площади	328,3	322,4	309,2	310,2	196,9	211,8
Жилищный фонд – всего, тыс. кв. м (на конец года)	17 021	17 311	17 411	17 647	17 807	18 012
Удельный вес ветхого и аварийного жилищного фонда в общей площади всего жилищного фонда, %	4,3	3,5	3,9	3,9	<*>	<*>
Общая площадь жилых помещений, приходящая в среднем на одного жителя (на конец года), кв. м	26,0	26,6	26,9	27,4	27,9	28,4
Средний размер одной квартиры, кв. м общей площади жилых помещений	49,6	49,8	50,0	50,4	50,6	51,2

<*> Показатель Костромастатом не рассчитывается.

13. По итогам 2020 года объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в Костромской области составил 26,1 млрд. рублей.

В целом за период 2012 – 2020 годов объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования превысил 220 млрд. рублей.

Распределение инвестиций по видам экономической деятельности определяется сложившейся структурой хозяйственного комплекса области.

Наибольшая доля инвестиционных вложений в 2020 году приходится на обрабатывающие производства – 19,8%, транспортировку и хранение – 18,6%, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 16,3%, (рисунок № 5).

Структура инвестиций в основной капитал Костромской области в 2020 году



Если рассматривать инвестиции в основной капитал в разрезе направлений их вложения, то основной объем инвестиций направляется на техническое перевооружение и модернизацию производства, о чем свидетельствует наибольший объем финансирования по статье: производство машин и оборудования. Именно это направление обеспечивает максимальную эффективность вложенных средств, модернизацию экономики, рост производства.

В анализе 2020 года доля собственных средств в источниках финансирования инвестиций составила 45,7%, доля заемных средств составила 54,3%, в том числе 4,1% - кредиты банков, 31,9% - бюджетные средства.

На территории Костромской области реализуется ряд крупных инвестиционных проектов, обеспечивающих приток инвестиций в различные сферы экономики, в частности, развитие производств ОАО «Газпромтрубинвест», ООО «СВИСС КРОНО», ООО «Галичский фанерный комбинат», АО «Галичский автокрановый завод», ООО «ВолгаСтрап», ООО «Аква Стар», ООО «Завод Брэндфорд», ООО «Шуваловское молоко» и другие.

14. Динамика индекса физического объема розничного товарооборота и платных услуг в Костромской области соответствует общим для Российской Федерации тенденциям (рисунки № 6, 7).

Динамика индекса физического объема оборота розничной торговли в Костромской области и Российской Федерации, в процентах к предыдущему году



Рисунок № 7

Динамика индекса физического объема платных услуг в Костромской области и Российской Федерации, в процентах к предыдущему году



Среди представительств торговых сетей федерального уровня присутствуют продовольственные магазины «Пятерочка», «Дикси», «Магнит», «Ашан», «Лента», «Светофор» и магазины по продаже электроники и бытовой техники «М-Видео», «Эльдорадо», «DNS». Крупные представители местных торговых сетей: торговая группа «Высшая Лига», магазины «Десяточка», «Гулливер», «Лидер».

В структуре платных услуг населению области наибольший удельный вес в 2020 году приходится на жилищно-коммунальные услуги

(40,8%), телекоммуникационные услуги (19,1%), транспортные (10,6%) и бытовые (9,2%) услуги.

Глава 2. Характеристика энергосистемы Костромской области

15. Объекты электроэнергетики, расположенные на территории Костромской области, относятся к энергосистеме Костромской области, которая, в свою очередь, входит в состав объединенной энергетической системы Центра (далее – ОЭС Центра). В диспетчерском отношении Костромская область относится к сферам ответственности Филиалов АО «Системный оператор Единой энергетической системы» «Региональное диспетчерское управление энергосистем Костромской и Ивановской областей» (далее – Костромское РДУ) и «Объединенное диспетчерское управление энергосистемы Центра».

16. В Костромской области находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 3 815,8 МВт. Основным объектом генерации является Костромская ГРЭС. В электроэнергетический комплекс Костромской области входят также 111 линий электропередач класса напряжения 110 – 500 кВ, 77 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110 – 500 кВ с суммарной мощностью трансформаторов 9 713,65 МВА.

Выработка электроэнергии в энергосистеме Костромской области за 2020 год составила 10 356,0 млн. кВт·ч, потребление – 3 389,5 млн. кВт·ч.

К генерирующим компаниям, осуществляющим деятельность на территории Костромской области, относятся:

- 1) филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»;
- 2) ПАО «ТГК-2» г. Кострома;
- 3) МУП «Шарьинская ТЭЦ».

17. К наиболее крупным компаниям, оказывающим услуги по передаче электрической энергии на территории Костромской области, относятся:

- 1) филиал ПАО «ФСК ЕЭС» Вологодское ПМЭС;
- 2) филиал ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго»;
- 3) Северная дирекция инфраструктуры – структурное подразделение Центральной дирекции инфраструктуры – филиал ОАО «РЖД»;
- 4) ООО «Энергосервис»;
- 5) филиал «Волго-Вятский» АО «Оборонэнерго».

18. На территории Костромской области осуществляют деятельность следующие сбытовые компании:

- 1) ПАО «Костромская сбытовая компания»;
- 2) ООО «Русэнергобыт»;
- 3) ООО «Инициатива ЭСК»;

- 4) ООО «Энергосистемы»;
- 5) ООО «Каскад-Энергосбыт»;
- 6) АО «Транссервисэнерго».

Глава 3. Отчетная динамика потребления электроэнергии за последние пять лет

19. Полное потребление электроэнергии в Костромской области составило в 2020 году 3 389,5 млн. кВт·ч и снизилось по сравнению с 2019 годом на 6,4% (таблица № 6).

Таблица № 6

Динамика полного потребления электроэнергии в Костромской области

Наименование показателя	2016	2017	2018	2019	2020
Полное потребление, млн. кВт·ч	3 636,3	3 622	3 600	3620	3389,5
Изменение полного потребления, %		-0,4	-0,6	0,6	-6,4
в т.ч. потери в сетях, млн. кВт·ч	491	489	487	479	465
потребление электроэнергии электростанциями, млн. кВт·ч	608	602	560	618,6	475,7
Полезное (конечное) потребление, млн. кВт·ч	2 537,3	2 531	2 553	2522,4	2448,8
Изменение конечного потребления, %		2,2	-0,2	0,9	-2,9
Доля потерь в сетях от полезного отпуска, %	20,5	19,4	19,3	19,1	19,0

20. Основной причиной изменения полного электропотребления в 2020 году является снижение потребления электростанциями.

21. Расход электрической энергии на потребление электроэнергии электростанциями всех типов составляет в среднем 16% от потребления по территории Костромской области и остается практически неизменным в период 2016 – 2020 годов.

22. Структура электропотребления в Костромской области приведена в таблице № 7.

В отраслевой структуре, как и в целом по стране, преобладает промышленное электропотребление: на обрабатывающие производства, сектор Е и добывающие производства приходится в совокупности 29,8%, в том числе на обрабатывающие производства – 24%.

Доля отраслей транспорта и связи (21,0% от полезного электропотребления) немногим уступает долям бытового сектора и сферы услуг. Столь значительная доля (в среднем по стране на этот вид деятельности приходится менее 9% от полного электропотребления) связана с большим расходом электроэнергии на работу железнодорожного транспорта – около 500 млн. кВт·ч (почти 99% из них – электротяга). В сфере связи израсходовано в 2020 году около 18 млн. кВт·ч.

В структуре полезного электропотребления Костромской области доля бытового сектора (населения) составляет порядка 24%, доля прочих производств, включая сферу услуги, – около 21%, отраслей сельского хозяйства и лесного хозяйства – менее 3%, отрасли строительства – 1,3%.

Таблица № 7

Структура электропотребления в Костромской области

млн. кВт·ч

Показатели	Годы				
	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6
Потреблено, всего, в том числе:	3 636,3	3 622	3 600	3 620	3 389,5
потери в сетях	491,0	489	487	479	465
потребление электроэнергии электростанциями	608,0	602	560	618,6	475,7
Полезное/конечное потребление, в том числе:	2 537,3	2 531	2 553	2 522,4	2 448,8
добыча полезных ископаемых	1,2	1,2	1,2	1,0	0,9
обрабатывающие производства (сектор D)	648,0	646,6	651	645	580
сектор E (без собственных нужд электростанций)	154,0	152,9	156	153	149
строительство	30,6	30,5	30,9	30,7	30,9
транспорт и связь	519,5	518,0	521	521,5	518
производственные нужды сельского хозяйства, лесного хозяйства	67,3	67,1	68,9	68,1	68,1
бытовой сектор (население)	607,0	606,5	610	591,1	591,9
прочие производства, включая сферу услуг	509,7	508,2	514	512	510

Динамика структуры электропотребления в Костромской области за 2019 и 2020 годы приведена в таблице № 8.

**Динамика структуры электропотребления
в Костромской области**

Показатели	2019		2020		2020/ 2019	
	млн. кВт·ч	доля от конечного потребле- ния, %	млн. кВт·ч	доля от конечного потребле- ния, %	%	млн. кВт·ч
1	2	3	4	5	6	7
Потреблено, всего, в том числе:	3 620		3 389,5		-6,4	-230,5
потери в сетях	479		465		-2,9	-14,0
потребление электроэнергии электростанциями	618,6		475,7		-23,1	-142,9
Полезное/конечное потребление, в том числе:	2 522,4	100	2 448,8	100	-2,9	-73,6
добыча полезных ископаемых	1,0	0,1	0,9	0,1	-10,0	-0,1
обрабатывающие производства (сектор D)	645	25,6	580	23,7	-10,1	-65,0
сектор E (без собственных нужд электростанций)	153	6,1	149	6,1	-2,6	-4,0
строительство	30,7	1,2	30,9	1,2	0,7	0,2
транспорт и связь	521,5	20,7	518	21,1	-0,7	-3,5
производственные нужды сельского хозяйства, лесного хозяйства	68,1	2,7	68,1	2,8	0	0
бытовой сектор (население)	591,1	23,4	591,9	24,2	0,1	0,8
прочие производства, включая сферу услуг	512	20,3	510	20,8	-0,4	-2,0

Как следует из анализа данных таблицы № 8, изменения за отчетный год обусловлены главным образом снижением потребления обрабатывающими производствами. Следует отметить, что практически по всем направлениям динамика расхода электроэнергии также отрицательная.

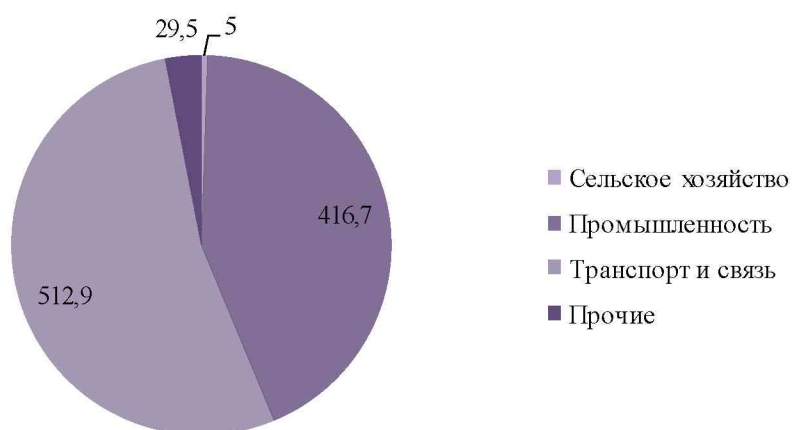
**Глава 4. Структура электропотребления
по основным группам потребителей**

23. На территории Костромской области на основании данных местных энергоснабжающих компаний выделены 19 крупных потребителей электроэнергии, которые совместно формируют потребление порядка 964 млн. кВт·ч в 2020 году, или около 28% суммарного электропотребления региона. Среди них доминируют предприятия транспорта и связи, на которые приходится 53,2% суммарного

электропотребления крупных потребителей. Предприятия обрабатывающей промышленности обеспечивают потребление 43% совокупного объема электроэнергии, приходящегося на крупных потребителей (рисунок № 8). Крупные организации сферы услуг и сельского хозяйства Костромской области характеризуются более низкими показателями электропотребления. Их вклад составляет соответственно 3% и 1%.

Рисунок № 8

Структура отпуска электроэнергии крупнейшим потребителям Костромской области по их основным группам в 2020 году, млн. кВт·ч



Глава 5. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

24. Несмотря на наличие порядка двух десятков крупных потребителей электроэнергии в Костромской области основную роль в обеспечении спроса на электроэнергию играют ОАО «РЖД» и ООО «СВИСС КРОНО», на долю которых приходится более 79% электропотребления крупных предприятий и 22,6 % электропотребления региона.

В составе крупных промышленных потребителей электроэнергии основную роль играют деревообрабатывающие предприятия – на них приходится около 77% электропотребления. Среди остальных крупных промышленных потребителей электроэнергии присутствуют производители металлургической продукции, стройматериалов, химической продукции и изделий из пластмасс, машиностроительные предприятия и предприятия легкой промышленности. В ряду прочих потребителей электроэнергии ключевую роль играют организации жилищно-коммунального сектора. В таблице № 9 представлена динамика потребления электрической энергии крупными потребителями Костромской области в 2016 – 2020 годах.

Потребление электроэнергии крупными потребителями
Костромской области в 2016 – 2020 годах

млн. кВт·ч

Наименование предприятия	2016	2017	2018	2019	2020
ОАО «РЖД»	480,0	494,8	513,0	500,7	508,4
ООО «СВИСС КРОНО» (ООО «Кроностар»)	242,5	231,0	278,8	278,9	256,1
МУП г. Костромы «Костромагорводоканал»	31,8	29,9	11,2	9,3	8,6
ОАО «Газпромтрубинвест»	51,5	59,2	52,5	60,5	48,7
НАО «СВЕЗА Кострома»	60,3	58,1	61,7	57,3	51,9
НАО «СВЕЗА Мантурово»	25,9	23,8	25,8	20,8	13,3
АО «Оборонэнергосбыт»	8,7	0,7	0,4	0,2	0,2
ООО «Резилюкс-Волга»	21,4	21,0	22,2	24,4	26,0
АО «ГАКЗ»	5,5	4,8	-	-	-
ООО «Костромаинвест»	10,3	8,9	8,1	9,1	6,3
МКУ «СМЗ по ЖКХ»	11,4	11,5	11,1	7,8	-
ООО «НКЛМ» (ООО «БКЛМ»)	9,3	9,2	9,2	8,5	7,8
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго»	8,9	9,0	7,0	7,5	6,7
АО «Костромской силикатный завод»	6,2	4,0	4,8	3,5	3,5
АО «Шувалово»	6,7	6,2	6,3	4,7	5,0
МУП «Коммунсервис» Костромского района	7,1	6,9	6,8	7,0	7,8
МУП г. Костромы «Городские сети»	8,8	8,8	7,8	6,6	6,2
ПАО «Ростелеком»	6,6	6,0	5,3	5,8	4,5
ЗАО «Экохиммаш»	8,2	8,3	7,3	4,7	3,1

МУП г. Костромы «Костромагорводоканал» – один из крупнейших природопользователей Костромской области. Ежегодно из р. Волги забираются, проходят очистку и подаются населению и предприятиям города около 54 млн. кубометров воды и 40 тыс. кубометров воды в год – из артезианских скважин.

НАО «СВЕЗА Кострома» (ранее ОАО «Фанплит») выпускает в год до 210 тыс. кубометров фанеры и до 100 тыс. кубометров древесностружечных плит. Продукция комбината пользуется большим спросом как на внутреннем, так и на внешнем рынке.

ОАО «Газпромтрубинвест» – металлургическое предприятие в г. Волгореченске Костромской области, специализирующееся на выпуске труб. Завод является дочерней компанией ПАО «Газпром». Максимум нагрузки ОАО «Газпромтрубинвест» составил 11,4 МВт в 2017 году.

25. В последние годы структура потребления электроэнергии крупными потребителями Костромской области несколько изменилась. Снизилась роль обрабатывающей промышленности и прочих

потребителей, повысилась роль транспорта и связи. В основе роста показателей промышленного электропотребления в 2016 – 2020 годы – увеличение потребностей в электроэнергии со стороны ОАО «РЖД» и развитие производства на ОАО «Газпромтрубинвест». Вместе с тем в данный период некоторые промышленные предприятия в машиностроении и легкой промышленности снизили объемы электропотребления.

Глава 6. Динамика потребления тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения Костромской области

26. Объемы потребления тепловой энергии в Костромской области определены на основании данных Федеральной службы государственной статистики (далее – Росстат).

Объемы потребления тепловой энергии в Костромской области в 2015 – 2019 годах представлены в таблице № 10.

Таблица № 10

Динамика объемов потребления тепловой энергии в Костромской области в 2015 – 2019 годах

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019	
Полное потребление, тыс. Гкал	5 013,0	5 442	5 550	5 338	5 018	
темп прироста, % к предыдущему году	- 1,5	8,6	2,0	- 3,8	- 6,0	
Потери при распределении, тыс. Гкал	530,2	587	587	587	563	
Полезное/конечное потребление, тыс. Гкал	4 482,8	4 862	4 963	4 751	4 455	100,0%
темп прироста, % к предыдущему году,	-1,5	8,5	2,1	-4,3	-6,2	
в том числе, тыс. Гкал:						
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	177,5	192,6	196,5	188,2	176,4	4,0%
обрабатывающая промышленность	1 454,9	1 578,0	1 610,8	1 542,0	1 445,9	32,5%
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	274,6	297,8	304	291,0	272,9	6,1%
строительство	11,3	12,2	12,5	11,9	11,2	0,3%
транспорт и связь	67,7	73,4	75,0	77,8	67,3	1,5%
прочие виды деятельности, в том числе сфера услуг	745,0	808,0	824,7	789,5	740,3	16,6%
население	1 751,8	1 900,0	1 939,5	1 856,6	1 741,0	39,0%

27. За указанный период потребление тепловой энергии увеличилось на 5 тыс. Гкал, или на 0,1% к уровню 2015 года. Конечное

теплопотребление снизилось на 27,8 тыс. Гкал, или 0,6%. Указанные изменения обусловлены объективными факторами, а именно погодными условиями.

В структуре потребления тепловой энергии по основным отраслям экономики в Костромской области доминирует сектор «Население», который обеспечивает около 39% спроса на тепло. Еще 32% приходится на обрабатывающую промышленность. На непроизводственных потребителей, в том числе на сферу услуг, приходится 17%. Доля потерь при распределении – около 10% суммарного теплопотребления. Наименьшая доля в структуре теплопотребления приходится на строительную отрасль, теплопотребление которой составляет всего около 0,3% от его общего объема.

28. Обеспечение потребителей тепловой энергией в 2020 году осуществлялось от 896 источников. В числе наиболее крупных источников тепловой энергии могут быть выделены источники, принадлежащие филиалу «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация», ПАО «ТГК-2» (Костромская ТЭЦ-1, Костромская ТЭЦ-2, Районная котельная № 2) и МУП «Шарьинская ТЭЦ». В таблице № 11 приведены данные об установленной тепловой мощности источников, принадлежащих АО «Интер РАО – Электрогенерация», ПАО «ТГК-2» и МУП «Шарьинская ТЭЦ», расположенных на территории Костромской области, в 2020 году.

Таблица № 11

Установленная тепловая мощность источников, принадлежащих АО «Интер РАО – Электрогенерация», ПАО «ТГК-2» и МУП «Шарьинская ТЭЦ», расположенных на территории Костромской области, в 2020 году

Компания	Станция	Тип оборудования	Станционный номер	Марка/модель	Вид топлива	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7	8	9
АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	Турбоагрегаты	№ 1	К-300-240			50	1969
			№ 2	К-300-240			50	1969
			№ 3	К-300-240			50	1970
			№ 4	К-300-240			50	1970
			№ 5	К-300-240			50	1971
			№ 6	К-300-240			50	1972
			№ 7	К-300-240			50	1972
			№ 8	К-300-240			50	1973
			№ 9	К-1200-240-3			50	1980
		Котлоагрегаты	№ 1	ТГМП-114	газ/мазут	950		1969
			№ 2	ТГМП-114	газ/мазут	950		1969
			№ 3	ТГМП-114	газ/мазут	950		1970
			№ 4	ТГМП-114	газ/мазут	950		1970
			№ 5	ТГМП-314	газ/мазут	950		1971
			№ 6	ТГМП-314	газ/мазут	950		1972
			№ 7	ТГМП-314	газ/мазут	950		1972
			№ 8	ТГМП-314	газ/мазут	950		1973
			№ 9	ТГМП-1202	газ/мазут	3 950		1980
Всего						11 550	450	
ПАО «ТГК-2»	Костромская ТЭЦ-1	Турбоагрегаты	№ 2	Р-12-35/5			74	1976
			№ 5	Р-12-35/5			53	1965
			№ 6	Р-12-35/5			74	1966
		Котлоагрегаты	№ 1	ПТВМ-50	газ/мазут		50	1968

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
			№ 2	ПТВМ-50	газ/мазут		50	1973	
			№ 3	ПТВМ-100	газ/мазут		100	1976	
			№ 3	БКЗ-75-39	газ/мазут	75		1965	
			№ 4	БКЗ-75-39	газ/мазут	75		1965	
			№ 5	БКЗ-75-39	газ/мазут	75		1966	
			№ 6	БКЗ-75-39	газ/мазут	75		1967	
			№ 7	БКЗ-75-39	газ/мазут	75		1983	
			№ 8	БКЗ-75-39	газ/мазут	75		1988	
Всего						450	401		
ПАО «ТГК-2»	Районная отопительная котельная №2	Котлоагрегаты	№ 1	ДКВР-4/13	газ/мазут	4		1986	
			№ 2	ДКВР-4/13	газ/мазут	4		1986	
			№ 3	ПТВМ-30	газ/мазут		34	1987	
			№ 4	ПТВМ-30	газ/мазут		34	1987	
			№ 5	ПТВМ-30	газ/мазут		33	1987	
	Всего						8	101	
	Костромская ТЭЦ-2	Турбоагрегаты	№ 1	ПТ-60-130/13				136	1974
			№ 2	Т-100-120/130-3				175	1976
		Котлоагрегаты	№ 1	БКЗ-210-140	газ/мазут	210		1974	
			№ 2	БКЗ-210-140	газ/мазут	210		1975	
			№ 3	БКЗ-210-140	газ/мазут	210		1976	
			№ 4	БКЗ-210-140	газ/мазут	210		1978	
			№ 3	КВГМ-100	газ/мазут		100	1989	
			№ 4	КВГМ-100	газ/мазут		100	1991	
№ 5	КВГМ-100	газ/мазут		100	1994				
Всего						840	611		
МУП «Шарьинс- кая ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	Турбоагрегаты	№ 1	ПР-6-35 (5) 1,2			31	1965	
			№ 2	ПР-6-35 (15) 5			56	1966	
			№3	Р-12-35/5			74	1979	
	Котлоагрегаты	№1	ТП-35/39У	каменный уголь,	35		1964		
		№ 2	ТП-35/39У		35		1965		

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			№ 3	ТП-35/39У	торф / подсветка мазут	35		1966
			№ 4	Т-35/40		35		1973
			№ 5	БКЗ-75/39	мазут	Выведены из эксплуатации, но не демонтированы		1975
			№ 6	БКЗ-75/39	мазут			1976
			№ 1	КВГМ-100	мазут		100	1987
			№ 2	КВГМ-100	мазут	Выведен из эксплуатации, но не демонтирован		1986
		Всего				140	261	
	Всего					12 988	1 873	

29. Данные об объемах отпуска тепловой энергии крупными источниками теплоснабжения по группам потребителей за 2020 год приведены в таблице № 12.

Таблица № 12

Объем отпуска тепловой энергии крупными источниками
теплоснабжения по группам потребителей за 2020 год

Станция	Показатель	Объем отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал
Костромская ГРЭС	Отпуск, в том числе:	181,0
	1) полезный отпуск, в том числе:	143,4
	промышленность	19,6
	жилищные организации	108,0
	бюджетные организации	15,8
	прочие	0
	2) потери	37,6
Шарьинская ТЭЦ	Отпуск, в том числе:	229,5
	1) полезный отпуск, в том числе:	142,5
	промышленность	0,1
	жилищные организации	105,4
	бюджетные организации	25,1
	прочие	11,9
	2) потери	87,0
Костромская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-2»)	Отпуск, в том числе:	624,5
	1) полезный отпуск, в том числе:	423,7
	промышленность	83,9
	жилищные организации	230,6
	бюджетные организации	65,4
	прочие	43,8
	2) потери	200,8
Костромская ТЭЦ-2 (ПАО «ТГК-2»)	Отпуск, в том числе:	871,0
	1) полезный отпуск, в том числе:	613,6
	промышленность	18,4
	жилищные организации	399,8
	бюджетные организации	108,3
	прочие	87,1
	2) потери	257,4
Районная котельная № 2 (ПАО «ТГК-2»)	Отпуск, в том числе:	107,1
	1) полезный отпуск, в том числе:	90,7
	промышленность	5,5
	жилищные организации	72,2
	бюджетные организации	9,5
	прочие	3,5
	2) потери	16,4

30. Также теплоснабжение потребителей осуществляет значительное количество менее крупных источников (как муниципальных и ведомственных, так и частных котельных).

Реестр котельных в разрезе муниципальных образований Костромской области представлен в таблице № 13.

При этом стоит отметить, что крупные источники тепловой энергии, приведенные в таблице № 12, покрывают около 40% от общего объема потребления тепловой энергии на территории Костромской области.

Таблица № 13

**Реестр котельных в разрезе муниципальных образований
Костромской области**

№ п/п	Наименование муниципального образования Костромской области	Количество котельных, единиц	Мощность котельных, Гкал/ч
1	2	3	4
1.	г.о.г. Буй	17	82,8
2.	г.о.г. Галич	31	84,7
3.	г.о.г. Кострома	48	690,6
4.	г.о.г. Мантурово	53	104,8
5.	г.о.г. Шарья	20	58,8
	в т.ч. по МУП «Шарьинская ТЭЦ»	16	9,7
6.	г.о.г. Волгореченск	-	-
7.	Антроповский муниципальный район	25	9,1
8.	Буйский муниципальный район	36	33,1
9.	Вохомский муниципальный район	46	18,6
10.	Галичский муниципальный район	35	16,5
11.	Кадынский муниципальный район	33	13,6
12.	Кологривский муниципальный район	18	8,0
13.	Костромской муниципальный район	53	123,6
14.	Красносельский муниципальный район	60	28,3
15.	Макарьевский муниципальный район	33	25,6
16.	Межевской муниципальный район	15	6,2
17.	Муниципальный район г. Нерехта и Нерехтский район	31	72,6
18.	Муниципальный район г. Нея и Нейский район	30	42,3
19.	Октябрьский муниципальный район	14	7,9
20.	Островский муниципальный район	45	24,7
21.	Павинский муниципальный район	24	7,2
22.	Парфеньевский муниципальный район	20	16,0
23.	Поназыревский муниципальный район	15	15,9
24.	Пыщугский муниципальный район	17	9,2
25.	Солигаличский муниципальный район	37	32,8
26.	Судиславский муниципальный район	40	26,7
27.	Сусанинский муниципальный район	36	8,5
28.	Чухломский муниципальный район	35	12,0
29.	Шарьинский муниципальный район	29	20,2
	Итого	900	1 600,24

31. Крупнейшей системой централизованного теплоснабжения в Костромской области является система теплоснабжения г. Костромы. Данные об объемах теплотребления указанной системы теплоснабжения не приведены в статистической отчетности Росстата, однако оценить последние возможно на основании данных о структуре полезного отпуска основных источников теплоснабжения города, принадлежащих ПАО «ТГК-2»: Костромская ТЭЦ-1, Костромская ТЭЦ-2, Районная котельная № 2. Потребность г. Костромы в тепловой энергии по группам потребителей в 2016 – 2020 годах представлена в таблице № 14.

Таблица № 14

Потребность г. Костромы в тепловой энергии
по группам потребителей в 2016 – 2020 годах

тыс. Гкал

Наименование показателя	Объем отпуска тепловой энергии				
	2016	2017	2018	2019	2020
Всего, в т.ч.:	1 719,9	1 732,4	1 825,5	1 718,1	1 602,6
1) полезный отпуск, в том числе:	1 455,5	1 448,3	1 492,0	1 286,8	1 128,0
промышленность	126,3	123,5	122,7	109,6	107,8
жилищные организации	720,8	683,1	703,8	673,9	702,6
бюджетные организации	199,2	192,6	210,4	187,5	183,2
прочие	409,2	449,1	455,1	315,8	134,4
2) потери	264,4	284,1	333,5	431,3	474,6

Кроме г. Костромы других населенных пунктов с численностью населения свыше 100 тыс. человек на территории Костромской области нет.

32. Наибольшее число крупных потребителей тепловой энергии также сосредоточено в г. Костроме. Перечень крупных потребителей тепловой энергии приведен в таблице № 15. Теплоснабжение таких потребителей осуществляется от источников ПАО «ТГК-2».

Таблица № 15

Перечень крупных потребителей тепловой энергии Костромской области

№ п/п	Наименование потребителя	2019 год		2020 год	
		потребление, тыс. Гкал	суммарная договорная нагрузка, Гкал/ч	потребление, тыс. Гкал	суммарная договорная нагрузка, Гкал/ч
1	2	3	4	5	6
1.	НАО «СВЕЗА Кострома»	51,4	30,0	47,9	30,0

1	2	3	4	5	6
2.	ФКУ «Исправительная колония № 1 Управления Федеральной службы исполнения наказаний по Костромской области»	12,6	5,3	11,3	5,3
3.	ООО «НКЛМ»	33,8	25,4	32,3	25,4
4.	ООО «Управляющая компания жилищно-коммунального хозяйства № 1»	20,7	10,0	12,4	10,3
5.	ООО «Заволжье»	47,3	44,2	73,7	41,6
6.	ООО «УК «Жилсервис»	18,6	14,1	18,9	10,0
7.	ООО «Управляющая компания Жилищно-эксплуатационное ремонтно-строительное управление № 2»	8,5	4,8	7,0	4,9
8.	ООО «Управляющая компания «Костромской Дом»	47,4	29,3	37,1	32,8
9.	ООО «Управляющая компания жилищно-коммунального хозяйства № 3»	26,2	16,6	14,3	12,0
10.	ООО «Управляющая компания «Коммунальный функциональный комплекс-44»	13,5	9,9	10,1	1,3
11.	ООО «Управляющая компания ЖКХ № 2»	20,7	10,6	13,7	10,0
12.	ООО «Управляющая компания «Ремжилстрой+»	23,7	13,9	24,9	19,5
13.	ООО «Тепличный комбинат «Высоковский»	18,5	35,0	0	24,0
14.	МУП ЖКХ «Каравеево» администрации Каравеевского сельского поселения Костромского муниципального района Костромской области	29,3	12,6	14,3	2,1
15.	ФГБОУ ВО Костромская ГСХА	10,3	6,6	9,9	6,6
16.	ООО УК «ИнтехКострома»	21,2	12,5	18,3	13,3
17.	ООО «Управляющая компания «Юбилейный 2007»	25,5	23,3	29,1	27,4
18.	ООО «Управляющая компания «ДОВЕРИЕ»	10,3	9,0	10,8	7,6
19.	ООО Управляющая компания «Костромской регион»	13,9	9,3	11,8	12,3
20.	ООО «Жилищно-эксплуатационная компания»	13,2	9,8	3,7	2,2
21.	ФГБУ «Центральное жилищно-коммунальное управление» Министерства обороны Российской Федерации	11,8	10,4	9,6	9,8
22.	Прямые договоры с жителями г. Костромы на предоставление коммунальных услуг	324,2	266,6	501,2	345,6

33. К числу крупных потребителей области также относятся АО «Галичский автокрановый завод» (потребление около 56 тыс. Гкал), Нерехтское производственное подразделение «Нерехтский механический завод» АО «НПО «Базальт» (потребление около 28 тыс. Гкал), ОАО «Газпромтрубинвест» (потребление около 25 тыс. Гкал), ПАО «Красносельский Ювелирпром» (потребление около 10 тыс. Гкал). При этом данные потребители обладают собственными котельными.

Источниками тепловой мощности АО «ГАЗЗ» являются водогрейная и паровая котельные. Установленная мощность водогрейной котельной 70 Гкал/ч (2 водогрейных отопительных котла марки ПТВМ-30М с мощностью 35 Гкал/ч каждый). Установленная мощность паровой котельной – 12 Гкал/ч (2 паровых котла марки ДКВР 10/30 с мощностью 6 Гкал/ч каждый).

Заводская котельная Нерехтского производственного подразделения «Нерехтский механический завод» АО «НПО «Базальт» с установленной тепловой мощностью 42,5 Гкал/ч. На объекте установлены паровые котлы типа ДКВР 25/13 и ДКВР 10/13.

Глава 7. Структура установленной электрогенерирующей мощности на территории Костромской области

34. По состоянию на 31 декабря 2020 года установленная мощность электростанций Костромской области составила 3 815,8 МВт.

На территории Костромской области деятельность по производству и поставке на оптовый рынок электроэнергии и мощности осуществляют следующие генерирующие компании:

- 1) филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»;
- 2) ПАО «ТГК-2» г. Кострома.

Структура установленной электрической мощности на территории Костромской области по состоянию на 31 декабря 2020 года приведена в таблице № 16 и на рисунке № 9.

Таблица № 16

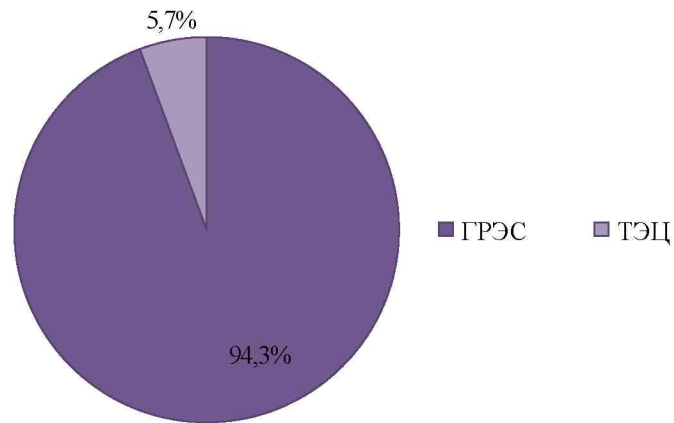
Структура установленной электрической мощности на территории Костромской области по состоянию на 31 декабря 2020 года, МВт

Тип электростанций	Генерирующие компании	Установленная мощность
1	2	3
ГРЭС	Филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	3 600
ТЭЦ	ПАО «ТГК-2» г. Кострома	194,764
	МУП «Шарьинская ТЭЦ»	21
Всего		3 815,764

По сравнению с 2019 годом установленная мощность электростанций Костромской области снизилась на 8,2 МВт из-за вывода на Костромской ТЭЦ-1 из эксплуатации турбогенератора АП-6 ст. № 4 мощностью 6 МВт и перемаркировки турбогенератора Р-12-35/5 ст. № 5 с 9 МВт до 6,764 МВт.

Рисунок № 9

Структура установленной электрической мощности на территории Костромской области по типам электростанций по состоянию на 31 декабря 2020 года



Глава 8. Состав существующих электростанций с группировкой по принадлежности к энергокомпаниям

35. На территории Костромской области выработку электроэнергии осуществляют 4 электростанции, информация о которых приведена в таблице № 17.

Таблица № 17

Состав электростанций Костромской области по состоянию на 31 декабря 2020 года

Генерирующая компания	Электростанция	Установленная мощность, МВт	Доля в общей установленной мощности области, %
Филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	3 600	94,3
ПАО «ТГК-2» г. Кострома	Костромская ТЭЦ-1	24,8	0,6
	Костромская ТЭЦ-2	170	4,5
МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	21	0,6
Всего		3 815,8	100

По состоянию на 31 декабря 2020 года основная доля в установленной мощности электростанций Костромской области (94,3%) приходилась на Костромскую ГРЭС.

36. Костромская ГРЭС является основным питающим центром энергосистемы Костромской области, обеспечивающим электроснабжение не только потребителей Костромской, но и Ивановской, Ярославской, Владимирской, Московской, Нижегородской областей.

В таблице № 18 представлена характеристика основного производственного оборудования Костромской ГРЭС.

Таблица № 18

Характеристика основного производственного оборудования Костромской ГРЭС

Станционный номер	Марка/модель	Вид топлива	Мощность, МВт	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7
Турбоагрегаты						
№ 1	К-300-240		300		50	1969
№ 2	К-300-240		300		50	1969
№ 3	К-300-240		300		50	1970
№ 4	К-300-240		300		50	1970
№ 5	К-300-240		300		50	1971
№ 6	К-300-240		300		50	1972
№ 7	К-300-240		300		50	1972
№ 8	К-300-240		300		50	1973
№ 9	К-1200-240-3		1 200		50	1980
Котлоагрегаты						
№ 1	ТГМП-114	газ/мазут		950		1969
№ 2	ТГМП-114	газ/мазут		950		1969
№ 3	ТГМП-114	газ/мазут		950		1970
№ 4	ТГМП-114	газ/мазут		950		1970
№ 5	ТГМП-314	газ/мазут		950		1971
№ 6	ТГМП-314	газ/мазут		950		1972
№ 7	ТГМП-314	газ/мазут		950		1972
№ 8	ТГМП-314	газ/мазут		950		1973
№ 9	ТГМП-1202	газ/мазут		3 950		1980
Генераторы						
№ 1	ТВВ-320-2У3		300			1969
№ 2	ТВВ-350-2У3		350			1969/ 1995
№ 3	ТВВ-320-2У3		300			1970
№ 4	ТВВ-350-2У3		350			1970/ 2006
№ 5	ТВВ-320-2У3		300			1971/ 2007
№ 6	ТВВ-320-2У3		300			1972
№ 7	ТВВ-350-2У3		350			1972/ 2017

1	2	3	4	5	6	7
№ 8	ТВВ-350-2УЗ		350			1973/ 2019
№ 9	ТВВ-1200-2УЗ		1 200			1980/ 1991

37. ПАО «ТГК-2» г. Кострома входит в состав ПАО «Территориальная генерирующая компания № 2». Выработку электроэнергии в регионе осуществляют Костромская ТЭЦ-1, Костромская ТЭЦ-2. Информация об установленной электрической и тепловой мощности электростанций ПАО «ТГК-2» г. Кострома приведена в таблице № 19.

Таблица № 19

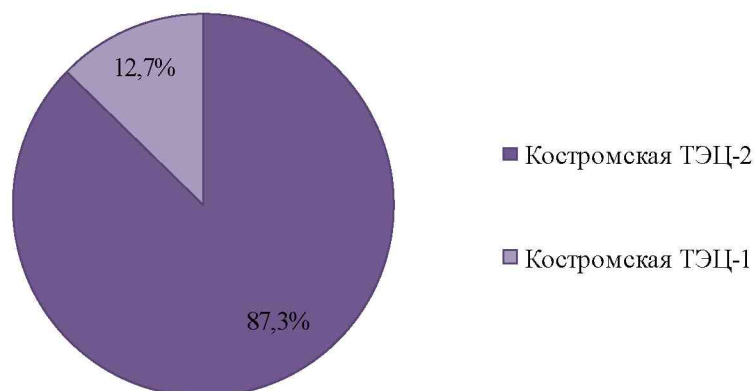
Установленная электрическая и тепловая мощность электростанций
ПАО «ТГК-2» г. Кострома

Электростанции	Установленная электрическая мощность, МВт	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Костромская ТЭЦ-1	24,8	401	1930
Костромская ТЭЦ-2	170	611	1974
Итого	194,8	1 012	-

Структура установленной электрической мощности объектов ПАО «ТГК-2» г. Кострома по состоянию на 31 декабря 2020 года приведена на рисунке № 10.

Рисунок № 10

Структура установленной электрической мощности объектов
ПАО «ТГК-2» г. Кострома по состоянию на 31 декабря 2020 года



38. Наибольшая доля в установленной мощности объектов ПАО «ТГК-2» г. Кострома приходится на Костромскую ТЭЦ-2 – 87,3%.

Костромская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1974 году. Установленная электрическая мощность станции составляет 170 МВт, тепловая – 611 Гкал/ч. Характеристика основного производственного оборудования Костромской ТЭЦ-2 приведена в таблице № 20.

Таблица № 20

Характеристика основного производственного оборудования
Костромской ТЭЦ-2

Станционный номер	Марка/ модель	Вид топлива	Мощность, МВт	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
Турбоагрегаты						
№ 1	ПТ-60-130/13		60		136	1974
№ 2	Т-100-120/130-3		110		175	1976
Котлоагрегаты						
№ 1	БКЗ-210-140	газ/мазут		210		1974
№ 2	БКЗ-210-140	газ/мазут		210		1975
№ 3	БКЗ-210-140	газ/мазут		210		1976
№ 4	БКЗ-210-140	газ/мазут		210		1978
№ 3	КВГМ-100	газ/мазут			100	1989
№ 4	КВГМ-100	газ/мазут			100	1991
№ 5	КВГМ-100	газ/мазут			100	1994
Генераторы						
№ 1	ТВФ-63-2		60			1974
№ 2	ТВФ-120-2		110			1976

39. На Костромскую ТЭЦ-1 приходится 12,7% от установленной мощности всех электростанций ПАО «ТГК-2» г. Кострома.

Костромская ТЭЦ-1 введена в эксплуатацию в 1930 году. Установленная электрическая мощность станции составляет 24,8 МВт, тепловая – 401 Гкал/ч. В таблице № 21 приведена характеристика основного производственного оборудования Костромской ТЭЦ-1.

Таблица № 21

Характеристика основного производственного оборудования
Костромской ТЭЦ-1

Станционный номер	Марка/ модель	Вид топлива	Мощность, МВт	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6	7
Турбоагрегаты						
№ 2	Р-12-35/5		9		74	1976

1	2	3	4	5	6	7
№ 5	P-12-35/5		6,8		53	1965
№ 6	P-12-35/5		9		74	1966
Котлоагрегаты						
№ 1	ПТВМ-50	газ/мазут			50	1968
№ 2	ПТВМ-50	газ/мазут			50	1973
№ 3	ПТВМ-100	газ/мазут			100	1976
№ 3	БКЗ-75-39	газ/мазут		75		1965
№ 4	БКЗ-75-39	газ/мазут		75		1965
№ 5	БКЗ-75-39	газ/мазут		75		1966
№ 6	БКЗ-75-39	газ/мазут		75		1967
№ 7	БКЗ-75-39	газ/мазут		75		1983
№ 8	БКЗ-75-39	газ/мазут		75		1988
Генераторы						
№ 2	T2-12-2		9			1976
№ 5	T2-12-2		9			1965
№ 6	T2-12-2		9			1966

40. Шарьинская ТЭЦ введена в эксплуатацию в 1965 году. Установленная электрическая мощность станции составляет 21 МВт, тепловая – 261 Гкал/ч. Характеристика основного производственного оборудования Шарьинской ТЭЦ приведена в таблице № 22.

Таблица № 22

Характеристика основного производственного оборудования Шарьинской ТЭЦ

Станционный номер	Марка/модель	Вид топлива	Мощность, МВт	Мощность, т пар/ч	Мощность, Гкал/ч	Дата ввода в эксплуатацию
Турбоагрегаты						
№ 1	ПР-6-35 (5) 1,2		3		31	1965
№ 2	ПР-6-35 (15) 5		6		56	1966
№ 3	P-12-35/5		12		74	1979
Котлоагрегаты						
№ 1	ТП-35/39У	каменный уголь, торф/подсветка мазут		35		1964
№ 2	ТП-35/39У			35		1965
№ 3	ТП-35/39У			35		1966
№ 4	T-35/40			35		1973
№ 5	БКЗ-75/39	мазут	Выведен из эксплуатации			1975
№ 6	БКЗ-75/39	мазут	Выведен из эксплуатации			1976
№ 1	КВГМ-100	мазут			100	1987
№ 2	КВГМ-100	мазут	Выведен из эксплуатации			1986
Генераторы						
№ 1	T2-6-2		3			1965
№ 2	T2-6-2		6			1966
№ 3	T12-2		12			1979

41. Важнейшей проблемой энергетической отрасли в настоящее время является старение основного оборудования электростанций. В таблице № 23 приведена возрастная структура оборудования электростанций Костромской области в разрезе генерирующих компаний.

На электростанциях Костромской области более 30 лет не осуществлялся ввод нового оборудования. Основная часть установленной мощности электростанций (2 591 МВт, или 67,9% от суммарной установленной мощности электростанций) введена в период 1971 – 1980 годы (рисунок № 11). Доля установленной электрической мощности оборудования, введенного в эксплуатацию более 50 лет назад, составляет 32,1%.

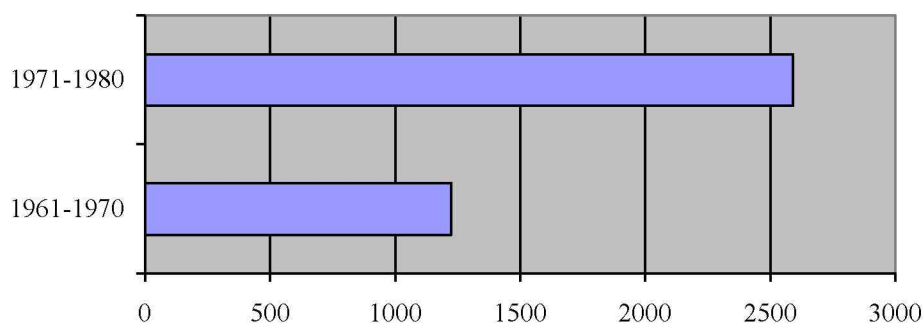
Таблица № 23

Возрастная структура оборудования электростанций Костромской области в разрезе генерирующих компаний, МВт

Электростанции		Годы ввода установленной мощности		
		1961 – 1970	1971 – 1980	Всего
Костромская ГРЭС		1 200	2 400	3 600
ПАО «ТГК-2» г. Кострома	ТЭЦ-1	15,8	9	24,8
	ТЭЦ-2	0	170	170
МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	9	12	21
Всего		1 224,8	2 591	3 815,8

Рисунок № 11

Возрастная структура электрогенерирующих мощностей в Костромской области, МВт



Глава 9. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций и видам собственности

42. В 2020 году в Костромской области произведено 10 356,0 млн. кВт·ч электроэнергии. По сравнению с 2019 годом выработка электроэнергии снижена на 5 716,1 млн. кВт·ч, или на 35,6%.

В таблице № 24 приведена выработка электроэнергии по типам электростанций в Костромской области в 2019 – 2020 годах.

Снижение выработки электроэнергии в 2020 году произошло в основном за счет снижения выработки электроэнергии на Костромской ГРЭС, обусловленного загрузкой станции.

Таблица № 24

Выработка электроэнергии по типам электростанций в Костромской области в 2019 – 2020 годах

Тип электростанции	2019	2020		
	выработка, млн. кВт·ч	выработка, млн. кВт·ч	прирост, %	доля в выработке, %
Всего, в том числе	16 072,1	10 356,0	-35,6	100
ГРЭС	15 282,9	9 635,1	-36,9	93,0
ТЭЦ	789,2	720,9	-8,7	7,0

Сведения о структуре производства электроэнергии в Костромской области в разрезе генерирующих компаний и отдельных электростанций приведены в таблице № 25.

Таблица № 25

Структура производства электроэнергии в Костромской области в разрезе генерирующих компаний и отдельных электростанций

Генерирующая компания	Электростанция	Выработка электроэнергии в 2020 году, млн. кВт·ч	Доля в выработке, %
Филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	9 635,1	93,0
ПАО «ТГК-2» г. Кострома	Костромская ТЭЦ-1	80,42	0,8
	Костромская ТЭЦ-2	601,84	5,8
МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	38,6	0,4
Всего		10 356,0	100,0

43. Самым крупным производителем электроэнергии в Костромской области является Костромская ГРЭС. Выработка электроэнергии на Костромской ГРЭС в 2020 году снизилась по сравнению с 2019 годом на 36,9% и составила 9 635,1 млн. кВт·ч (или 93,0% от суммарной выработки электрической энергии в области).

Выработка электроэнергии объектами ПАО «ТГК-2» г. Кострома в 2020 году составила 682,3 млн. кВт·ч (6,6% от суммарной выработки в регионе), причем основная доля электроэнергии (около 90%) выработана на Костромской ТЭЦ-2.

Глава 10. Характеристика балансов электрической энергии и мощности энергосистемы Костромской области

44. Собственный максимум нагрузки энергосистемы в 2020 году составил 589 МВт, что меньше на 1,8% по отношению к 2019 году.

45. Фактические балансы электрической энергии и мощности в 2016 – 2020 годах в Костромской области приведены в таблице № 26.

Таблица № 26

Балансы электрической энергии и мощности в 2016 – 2020 годах

Показатели	2016	2017	2018	2019	2020
Выработка, млн. кВт·ч	15 284,8	16 455	14 125	16 072	10 356,0
Потребление, млн. кВт·ч	3 636,3	3 622	3 600	3 620	3 389,5
Сальдо, млн. кВт·ч	- 11 648,5	- 12 833	- 10 525	- 12 452	- 6 966,5
Генерация, МВт	1 696	2 900	3 165	3 085	3 133
Потребление, МВт	645	623	611	600	589
Сальдо, МВт	- 1 051	- 2 277	- 2 554	- 2 485	- 2 544

Анализ данных, приведенных в таблице № 26, показывает, что энергосистема Костромской области является избыточной как по мощности, так и по объему (количеству) вырабатываемой электроэнергии.

Глава 11. Крупные энергоузлы энергосистемы Костромской области

46. По данным филиала ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго», основными энергоузлами Костромской области являются следующие районы электрических сетей (далее – РЭС): Городской, Костромской, Красносельский, Нерехтский, Галичский, Буйский, Мантуровский и Шарьинский. В таблице № 27 представлена характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов энергосистемы Костромской области в 2016 – 2020 годах.

Характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов энергосистемы Костромской области в 2016 – 2020 годах

№ п/п	Наименование энергоузла	2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7
1.	Городской РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	743,56	737,56	727,98	715,63	702,02
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	656,82	657,40	644,72	633,87	630,19
	сальдо, млн. кВт·ч	86,75	80,16	83,26	81,76	71,83
	покрытие, МВт	128,18	127,15	125,49	123,37	121,02
	максимум нагрузки, МВт	111,91	111,01	109,56	107,71	105,66
	сальдо, МВт	16,27	16,14	15,93	15,66	15,36
2.	Костромской РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	153,04	154,73	154,73	151,96	152,03
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	119,25	126,34	124,80	123,92	126,37
	сальдо, млн. кВт·ч	33,79	28,38	29,94	28,04	25,67
	покрытие, МВт	31,64	31,99	31,99	31,42	31,43
	максимум нагрузки, МВт	25,43	25,71	25,71	25,25	25,26
	сальдо, МВт	6,21	6,28	6,28	6,17	6,17
3.	Красносельский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	69,86	69,63	67,07	64,60	60,37
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	54,46	56,85	53,67	52,49	50,77
	сальдо, млн. кВт·ч	15,40	12,78	13,40	12,10	9,60
	покрытие, МВт	20,38	20,31	19,57	18,84	17,61
	максимум нагрузки, МВт	12,62	12,58	12,12	11,67	10,91
	сальдо, МВт	7,76	7,73	7,45	7,18	6,71
4.	Нерехтский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	77,99	78,40	75,44	74,76	74,86
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	58,53	61,39	59,07	58,57	63,08
	сальдо, млн. кВт·ч	19,46	17,01	16,37	16,19	11,78
	покрытие, МВт	17,58	17,67	17,00	16,85	16,88
	максимум нагрузки, МВт	14,57	14,65	14,09	13,97	13,99
	сальдо, МВт	3,02	3,03	2,91	2,89	2,89
5.	Галичский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	61,53	61,65	58,93	55,31	53,40
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	48,29	50,50	47,27	46,27	45,74
	сальдо, млн. кВт·ч	13,24	11,16	11,66	9,04	7,65
	покрытие, МВт	13,99	14,02	13,40	12,58	12,14
	максимум нагрузки, МВт	11,65	11,67	11,16	10,47	10,11
	сальдо, МВт	2,34	2,34	2,24	2,10	2,03
6.	Буйский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	72,40	71,31	68,69	66,74	63,74
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	60,63	60,48	57,68	57,23	56,19
	сальдо, млн. кВт·ч	11,77	10,83	11,01	9,51	7,55

1	2	3	4	5	6	7
	покрытие, МВт	14,61	14,39	13,86	13,47	12,86
	максимум нагрузки, МВт	12,24	12,06	11,61	11,28	10,78
	сальдо, МВт	2,38	2,33	2,25	2,18	2,09
7.	Мантуровский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	48,60	48,07	46,83	44,59	42,21
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	38,47	38,80	37,80	36,89	36,49
	сальдо, млн. кВт·ч	10,13	9,27	9,03	7,70	5,72
	покрытие, МВт	10,69	10,57	10,30	9,81	9,28
	максимум нагрузки, МВт	8,88	8,78	8,56	8,15	7,71
	сальдо, МВт	1,80	1,79	1,74	1,66	1,57
8.	Шарьинский РЭС:					
	отпуск в сеть, млн. кВт·ч	102,64	101,39	100,22	99,95	99,70
	годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч	79,60	81,65	82,07	82,04	84,80
	сальдо, млн. кВт·ч	23,04	19,74	18,15	17,91	14,90
	покрытие, МВт	20,68	20,43	20,19	20,14	20,09
	максимум нагрузки, МВт	16,82	16,62	16,42	16,38	16,34
	сальдо, МВт	3,86	3,81	3,77	3,76	3,75

47. Динамика свободной для присоединения потребителей трансформаторной мощности основных энергоузлов Костромской области за 2016 – 2020 годы представлена в таблице № 28.

Таблица № 28

Динамика свободной для присоединения потребителей трансформаторной мощности основных энергоузлов Костромской области за 2016 – 2020 годы

№ п/п	Наименование энергоузла	Профицит центра питания, МВА				
		2016	2017	2018	2019	2020
1	2	3	4	5	6	7
	Костромской РЭС					
1.	ПС 110 кВ Аэропорт	10,23	11,93	12,14	12,14	11,91
2.	ПС 110 кВ Восточная-2	20,46	20,73	20,73	20,58	20,93
3.	ПС 110 кВ Кострома-3	5,9	5,9	7,5	8,26	7,94
4.	ПС 110 кВ Южная	12,22	10,83	12,67	13,62	16,39
5.	ПС 110 кВ Давыдовская	14,36	14,36	22,10	22,32	23,07
6.	ПС 110 кВ Кострома-1	7,47	7,47	9,74	10,49	10,84
7.	ПС 110 кВ Северная	3,25	3,25	1,26	2,1	5,39
8.	ПС 110 кВ Строммашина	31,12	33,39	38,08	37,55	36,51
9.	ПС 110 кВ Центральная	7,26	7,26	12,44	12,85	12,55
10.	ПС 110 кВ Восточная-1	9,20	9,20	11,95	13,78	14,05
11.	ПС 35 кВ Байдарка	5,00	5,08	5,10	5,09	6,19
12.	ПС 35 кВ Волжская	2,29	2,29	1,52	1,66	2,02
13.	ПС 35 кВ Караваево	2,88	2,88	3,57	3,62	3,63
14.	ПС 35 кВ Коркино	0,49	0,49	0,41	0,53	0,48
15.	ПС 110 кВ Василево	8,09	7,82	7,98	8,30	8,12
16.	ПС 110 кВ Калинки	6,59	6,59	8,74	7,74	8,11

1	2	3	4	5	6	7
17.	ПС 35 кВ ЭМЗ	0,48	0,61	0,58	0,59	0,68
18.	ПС 35 кВ Сандогора	0,52	0,64	0,70	0,78	0,73
19.	ПС 35 кВ Апраксино	0,92	0,92	1,68	1,57	1,64
20.	ПС 35 кВ Кузьмищи	1,00	1,01	1,18	1,30	1,33
21.	ПС 35 кВ Минское	1,28	1,28	1,25	1,25	1,14
22.	ПС 35 кВ Мисково	1,70	1,70	1,77	1,70	1,71
23.	ПС 35 кВ Никольское	1,73	1,73	1,66	1,70	2,05
24.	ПС 35 кВ Сущево	1,23	1,23	2,21	2,31	2,59
25.	ПС 35 кВ Боршино	3,44	3,44	4,43	4,60	4,55
26.	ПС 35 кВ Горьковская	1,37	1,37	1,79	1,81	1,77
27.	ПС 35 кВ Ильинское ЦСП	0,50	0,98	0,93	1,08	1,18
28.	ПС 35 кВ Кузнецово	1,73	1,73	2,38	2,37	2,48
29.	ПС 35 кВ Саметь	0,65	0,65	0,83	0,74	0,70
30.	ПС 35 кВ Сухоногово	1,49	1,55	1,92	1,97	2,11
	Красносельский РЭС					
31.	ПС 35 кВ Гридино	0,90	1,09	1,10	1,13	1,15
32.	ПС 35 кВ Новинки	1,51	1,70	1,79	1,79	1,80
33.	ПС 35 кВ Прискоково	0,96	1,43	1,71	1,75	1,64
34.	ПС 110 кВ Красное	3,69	3,69	6,50	6,41	6,71
35.	ПС 35 кВ Исаево	3,16	3,31	3,56	3,44	3,37
36.	ПС 35 кВ Чапаево	2,42	2,72	2,66	2,63	2,70
37.	ПС 35 кВ Чернево	1,89	1,89	2,05	0,06	2,06
	Нерехтский РЭС					
38.	ПС 110 кВ Нерехта-1	5,99	5,99	8,54	9,18	8,68
39.	ПС 110 кВ Нерехта-1	15,42	14,14	13,92	14,58	14,68
40.	ПС 110 кВ Нерехта-2	9,39	9,38	9,78	9,73	9,63
41.	ПС 35 кВ Татарское	1,61	1,68	1,85	1,92	1,74
42.	ПС 110 кВ Григорцево	1,90	2,25	2,36	2,37	2,33
43.	ПС 110 кВ Клементьево	5,21	5,82	5,76	5,85	5,84
44.	ПС 35 кВ Рудино	1,94	2,36	2,38	2,39	2,37
45.	ПС 35 кВ Стоянково	1,19	1,36	1,41	1,48	1,42
46.	ПС 35 кВ Владычное	1,37	1,43	1,61	1,48	1,43
47.	ПС 110 кВ КПД	12,70	12,70	12,66	12,67	13,18
48.	ПС 110 кВ СУ ГРЭС	10,83	10,83	8,17	7,63	7,94
49.	ПС 35 кВ Сидоровское	2,62	2,62	2,61	2,61	2,48
	Судиславский РЭС					
50.	ПС 110 кВ Столбово	8,64	9,69	10,09	10,05	9,99
51.	ПС 35 кВ Раслово	1,72	1,99	2,11	1,77	1,84
52.	ПС 110 кВ Судиславль	5,52	6,21	4,92	5,33	5,22
53.	ПС 35 кВ Воронье	1,51	1,51	1,78	1,73	1,74
	Буйский РЭС					
54.	ПС 110 кВ Буй (р)	8,70	10,38	2,87	2,62	4,55
55.	ПС 110 кВ Буй (сельская)	1,44	1,46	2,62	2,61	2,87
56.	ПС 110 кВ Западная	4,94	4,94	7,38	7,33	7,33
57.	ПС 110 кВ Елегино	2,16	2,43	2,42	2,45	2,48
58.	ПС 35 кВ Дор	1,68	1,68	1,88	1,88	1,86
59.	ПС 35 кВ Дьяконово	1,05	1,07	1,17	1,10	1,09
60.	ПС 35 кВ Кренево	2,01	2,27	2,29	1,70	1,66
61.	ПС 35 кВ Ликурга	1,68	1,68	1,66	1,60	1,52
62.	ПС 35 кВ Семеновское	1,15	1,32	1,38	1,39	1,37

1	2	3	4	5	6	7
63.	ПС 35 кВ Химик	2,65	2,92	2,87	2,85	2,12
64.	ПС 35 кВ Шушкодом	0,76	0,76	0,89	0,62	0,44
65.	ПС 35 кВ Андреевское	1,27	1,51	1,45	1,44	1,44
66.	ПС 110 кВ Сусанино	8,39	7,77	7,27	7,24	7,50
67.	ПС 35 кВ Калининская	2,38	2,38	2,53	2,54	2,53
68.	ПС 35 кВ Попадьино	1,31	1,48	1,50	1,52	1,49
	Солигаличский РЭС					
69.	ПС 110 кВ Солигалич	5,08	5,08	4,97	4,99	5,01
70.	ПС 35 кВ Починок	1,68	1,73	1,72	1,74	1,74
71.	ПС 35 кВ Горбачево	0,82	0,92	0,92	0,93	0,95
72.	ПС 35 кВ Калинино	1,42	1,59	1,61	1,41	1,44
73.	ПС 35 кВ Куземино	1,25	1,46	1,46	1,46	1,52
74.	ПС 35 кВ Совета	0,86	0,97	0,99	0,99	0,99
	Островский РЭС					
75.	ПС 110 кВ Александрово	4,10	4,59	5,05	5,22	4,99
76.	ПС 110 кВ Красная Поляна	8,49	8,68	9,43	9,64	9,75
77.	ПС 35 кВ Адищево	2,39	3,09	3,57	3,52	3,61
78.	ПС 35 кВ Игодово	1,50	1,58	1,62	1,63	1,66
79.	ПС 35 кВ Клеванцово	1,92	1,95	1,57	1,59	1,57
80.	ПС 35 кВ Островское	2,29	2,57	2,53	1,95	1,82
	Галичский РЭС					
81.	ПС 110 кВ Новая	6,39	6,45	5,92	6,05	5,80
82.	ПС 110 кВ Орехово	5,47	5,41	5,72	5,81	6,07
83.	ПС 110 кВ Лопарево	2,53	2,53	2,75	2,67	0,65
84.	ПС 35 кВ ПТФ	3,76	3,76	3,55	4,10	4,76
85.	ПС 35 кВ Кабаново	2,32	2,32	2,61	2,53	2,67
86.	ПС 35 кВ Левково	1,29	1,46	1,37	1,38	1,35
87.	ПС 35 кВ Н.Березовец	1,97	2,24	1,90	1,87	1,86
88.	ПС 35 кВ Пронино	2,25	2,25	2,39	2,39	2,36
89.	ПС 35 кВ Толтуново	2,91	2,91	2,86	2,85	2,85
90.	ПС 35 кВ Степаново	3,37	3,79	3,95	3,90	3,61
	Чухломский РЭС					
91.	ПС 110 кВ Чухлома	4,71	4,71	3,20	3,15	3,48
92.	ПС 110 кВ Луковцино	1,82	2,08	1,67	1,67	1,68
93.	ПС 110 кВ Федоровское	2,25	2,51	2,51	2,50	2,40
94.	ПС 35 кВ Панкратово	0,91	1,01	0,96	0,98	0,87
95.	ПС 35 кВ Петровское	1,18	1,40	1,44	1,43	1,36
96.	ПС 35 кВ Судай	1,40	1,40	1,20	1,41	1,18
	Антроповский РЭС					
97.	ПС 110 кВ Антропово (р)	2,76	2,76	2,68	2,82	2,86
98.	ПС 35 кВ Палкино	2,63	2,69	1,98	1,83	1,89
99.	ПС 35 кВ Словинка	1,68	1,70	1,70	1,71	1,73
100.	ПС 35 кВ Котельниково	0,82	0,97	1,00	0,30	0,25
101.	ПС 35 кВ Легитово	2,09	2,36	2,34	2,37	2,39
102.	ПС 35 кВ Слобода	2,14	2,41	2,34	2,29	1,98
	Кадыйский РЭС					
103.	ПС 110 кВ Кадый	8,19	8,19	6,55	6,57	6,01
104.	ПС 35 кВ Екатеринкино	2,26	2,26	1,71	1,70	1,71
105.	ПС 35 кВ Завражье	1,28	1,48	1,38	1,42	1,40
106.	ПС 35 кВ Окулово	1,24	1,43	1,36	1,21	1,09

1	2	3	4	5	6	7
107.	ПС 35 кВ Чернышево	2,86	3,44	3,43	3,48	3,69
	Кологривский РЭС					
108.	ПС 110 кВ Ильинское	8,84	8,84	9,49	9,19	9,64
109.	ПС 110 кВ Яковлево	9,19	10,24	10,36	10,18	10,19
110.	ПС 35 кВ Кологрив	3,61	3,61	3,20	2,70	2,69
111.	ПС 35 кВ Овсянниково	1,60	1,60	1,73	1,73	1,65
112.	ПС 35 кВ Черменино	1,35	1,50	1,50	1,49	1,57
	Мантуровский РЭС					
113.	ПС 110 кВ БХЗ	24,66	24,66	24,74	24,76	24,70
114.	ПС 110 кВ Гусево	1,95	2,22	2,26	2,28	2,29
115.	ПС 35 кВ Медведица	1,96	2,23	2,29	2,29	2,38
116.	ПС 35 кВ Сосновка	1,36	1,31	1,30	1,32	1,28
117.	ПС 110 кВ Новинское	2,14	2,41	2,57	2,52	2,17
118.	ПС 35 кВ Георгиевское	1,46	1,46	1,38	1,46	1,72
119.	ПС 35 кВ Филино	1,21	1,42	1,38	1,39	1,39
	Макарьевский РЭС					
120.	ПС 110 кВ Макарьев	8,40	8,40	7,70	7,53	8,12
121.	ПС 35 кВ Горчуха	2,68	2,68	2,40	1,97	2,09
122.	ПС 35 кВ Макарьев-2	4,00	4,00	3,65	3,64	3,57
123.	ПС 35 кВ Тимошино	0,90	0,90	0,93	0,94	0,97
124.	ПС 35 кВ Унжа	1,03	0,95	0,93	0,94	0,83
125.	ПС 35 кВ Якимово	1,65	1,65	1,64	1,23	1,40
126.	ПС 35 кВ Нежитино	0,66	0,83	0,78	1,36	1,35
127.	ПС 35 кВ Николо-Макарово	1,02	1,23	1,21	1,25	1,27
	Нейский РЭС					
128.	ПС 110 кВ Нея	13,31	13,31	14,32	12,37	12,43
129.	ПС 110 кВ Дьяконово	1,99	2,39	2,45	2,45	2,42
130.	ПС 110 кВ Октябрьская	1,66	1,96	1,95	1,96	2,01
131.	ПС 35 кВ Вожерово	1,61	1,61	1,69	1,69	1,67
132.	ПС 35 кВ Кужбал	1,84	2,11	2,24	2,28	2,27
	Парфеньевский РЭС					
133.	ПС 110 кВ Николо-Полома	1,38	1,65	1,71	1,71	1,84
134.	ПС 35 кВ Матвеево	1,73	1,71	1,70	1,70	1,71
135.	ПС 35 кВ Парфеньево	2,78	2,78	3,30	3,27	3,24
	Вохомский РЭС					
136.	ПС 110 кВ Вохма	0,89	0,89	0,86	0,89	1,28
137.	ПС 110 кВ Никола	5,58	6,16	6,15	6,15	6,24
138.	ПС 35 кВ Лапшино	2,80	2,80	2,79	2,78	2,78
139.	ПС 35 кВ Спас	1,52	1,52	1,55	1,52	1,66
140.	ПС 35 кВ Заветлужье	1,40	1,57	1,62	1,54	1,54
141.	ПС 35 кВ Талица	1,35	1,52	1,52	1,50	1,49
142.	ПС 35 кВ Хорошая	2,30	2,57	2,55	2,57	2,62
143.	ПС 110 кВ Павино	5,44	5,59	5,08	4,64	4,86
144.	ПС 35 кВ Леденгская	1,40	1,40	1,53	1,49	1,53
145.	ПС 35 кВ Боговарово	1,34	1,34	1,14	1,19	1,06
146.	ПС 35 кВ Забегаево	1,33	1,50	1,47	1,47	1,46
147.	ПС 35 кВ Ильинское ШСП	1,47	1,64	1,64	1,63	1,63
148.	ПС 35 кВ Луптюг	2,12	2,39	2,37	2,39	2,41
149.	ПС 35 кВ Соловецкое	1,42	1,59	1,59	1,55	1,54
	Пыщугский РЭС					

1	2	3	4	5	6	7
150.	ПС 110 кВ Пыщуг	4,15	4,15	3,61	3,62	3,79
	Шарьинский РЭС					
151.	ПС 110 кВ Шарья (р)	4,74	4,74	6,43	6,57	5,30
152.	ПС 110 кВ Промузел	21,41	21,41	22,83	22,55	21,87
153.	ПС 110 кВ Шекшема	5,51	6,20	6,17	6,19	6,22
154.	ПС 35 кВ Головино	0,64	0,74	0,74	0,74	0,99
155.	ПС 35 кВ Кривячка	0,82	0,82	0,97	0,94	0,82
156.	ПС 35 кВ Николо-Шанга	1,37	1,37	0,59	0,46	1,04
157.	ПС 35 кВ Пищевка	0,72	0,88	0,94	0,96	0,94
158.	ПС 35 кВ Центральная	2,37	2,37	3,48	3,58	2,94
159.	ПС 110 кВ Рождественское	5,20	5,20	8,54	8,52	8,71
160.	ПС 35 кВ Одоевское	1,30	1,27	1,58	1,50	1,33
161.	ПС 35 кВ Катунино	2,22	2,49	2,41	2,42	2,39
162.	ПС 35 кВ Конево	1,09	1,32	1,35	1,35	1,48
163.	ПС 110 кВ Гудково	2,12	2,39	2,41	2,38	2,45
164.	ПС 110 кВ Шортюг	5,42	6,09	6,39	6,35	6,41
165.	ПС 110 кВ Якшанга	4,62	5,42	5,49	5,58	5,47

Анализ приведенных данных указывает, в основном, на наличие резерва мощности по данным контрольных замеров на центрах питания напряжением 35 кВ и выше Костромской области для осуществления технологического присоединения потребителей.

Глава 12. Топливообеспечение генерирующих компаний Костромской области

48. Данные об объеме и структуре топливного баланса электростанций и крупных котельных содержатся в государственной статистической отчетности Росстата.

Общий расход топлива источниками электро- и теплоснабжения в Костромской области составил в 2019 году 5 761,9 тыс. т.у.т. органического топлива, в том числе газа – 5 499,4 тыс. т.у.т., нефтепродукта – 57,0 тыс. т.у.т., твердого топлива – 205,5 тыс. т.у.т. (таблица № 29).

Таблица № 29

Общий расход топлива источниками электро- и теплоснабжения в Костромской области в 2015 – 2019 годах

Вид топлива	2015		2016		2017		2018		2019	
	тыс. т.у.т.	%	тыс. т.у.т.	%	тыс. т.у.т.	%	тыс. т.у.т.	%	тыс. т.у.т.	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Всего, в том числе:	5 133,1	100	5 224,7	100	5 634,6	100	5 246,9	100	5 761,9	100
газ	4 909,1	95,6	4 940,8	94,6	5 291,4	93,9	4 989,8	95,1	5 499,4	95,4
нефтепродукт	59,6	1,2	123,2	2,3	129,4	2,3	55,5	1,1	57,0	1,1
твердое топливо, в том числе:	164,5	3,2	160,7	3,1	213,8	3,8	199,4	3,8	205,5	3,9

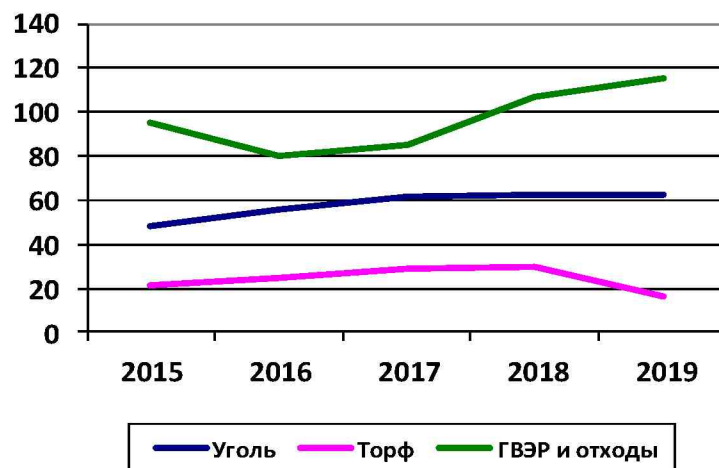
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
уголь	47,8	29,1	56,0	34,9	62,0	30,0	62,4	31,3	62,4	30,4
торф	21,2	12,9	24,8	15,4	28,9	13,5	29,7	14,9	16,5	8,0
горючие возобновляемые энергоресурсы и отходы	95,5	58,0	79,9	49,7	85,0	39,8	107,3	53,8	126,6	61,6

В общем объеме расходуемого на территории области всеми источниками генерации топлива доля природного газа в 2019 году составила 95,6%, доля нефтепродуктов (прежде всего мазута) – 1,1%, твердого топлива – 3,7%. При этом из приведенных в таблице № 29 данных видно, что такая структура топливного баланса изменялась в течение всего рассматриваемого периода незначительно.

49. Структура потребления твердого топлива за рассматриваемый период претерпела существенные изменения за счет значительного увеличения расхода местных и вторичных энергоресурсов при снижении потребления угля (рисунок № 12).

Рисунок № 12

Динамика потребления твердого топлива источниками электро- и теплоснабжения в Костромской области в 2015 – 2019 годах, тыс. т.у.т.



Расход топлива на выработку электрической энергии составил в 2019 году 4 904,0 тыс. т.у.т. (85,1% от общего расхода топлива), на выработку тепловой энергии – 857,9 тыс. т.у.т. (14,9% от общего расхода топлива).

Значительный объем потребления топлива на производство электроэнергии объясняется наличием в составе генерирующих мощностей энергосистемы Костромской области Костромской ГРЭС, обеспечивающей удовлетворение потребности в электроэнергии не только потребителей Костромской области, но и потребителей других региональных энергосистем, относящихся к ОЭС Центра.

50. Природный газ является основным топливом, сжигаемым источниками электроснабжения с целью производства электроэнергии. Остальные виды топлива занимают при производстве электроэнергии долю менее 2% (рисунок № 13).

При производстве тепловой энергии природный газ занимает заметно меньшую долю (рисунок № 14). В структуре расхода топлива на производство тепловой энергии доля газа составляет около 70% общего расхода, в то время как доля прочих видов топлива (в первую очередь, горючих возобновляемых энергоресурсов (далее – ГВЭР) и отходов) – около 30%.

Рисунок № 13

Потребление энергоресурсов на производство электроэнергии за 2019 год, тыс. т.у.т.

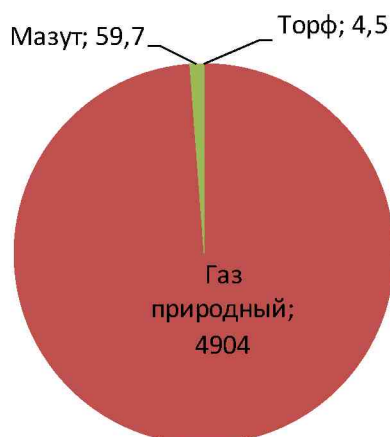
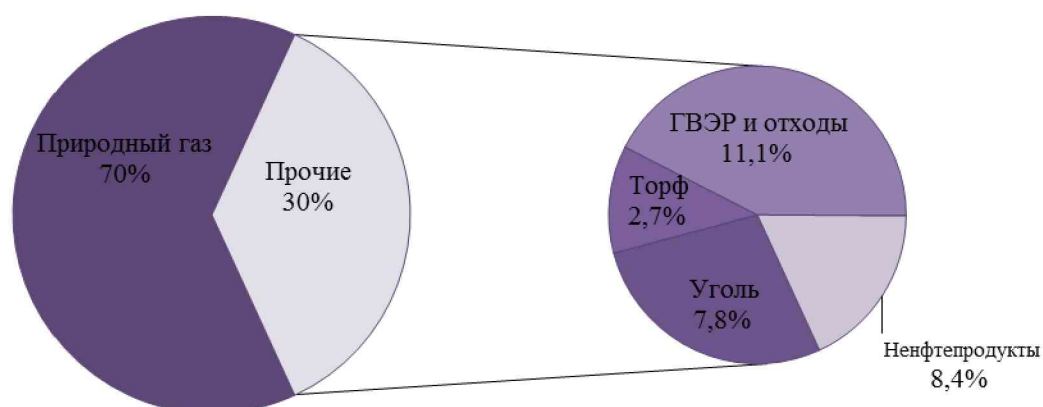


Рисунок № 14

Структура потребления энергоресурсов на производство теплоэнергии за 2019 год



Данный факт объясняется тем, что на крупных источниках теплоснабжения вырабатывается около 40% тепловой энергии, а остальная

часть производится на небольших котельных, подключение которых к системам газоснабжения слишком затратно, а, значит, основными видами топлива на них являются отличные от газа энергоресурсы.

51. В таблице № 30 показан расход топлива на производство электрической и тепловой энергии в разрезе крупнейших производителей в Костромской области за 2016 – 2020 годы.

Основная доля в расходе топлива на производство электрической и тепловой энергии тепловых электростанций (далее – ТЭС) приходится на Костромскую ГРЭС и составляет около 90%. Среди прочих электростанций наибольшая доля (5,7% от общего расхода) топлива потребляется на Костромской ТЭЦ-2.

52. Удельные расходы топлива на отпуск электрической и тепловой энергии являются важнейшими характеристиками работы тепловых электростанций. Снижение удельных расходов обеспечивает экономию затрат на производство энергии и повышает конкурентоспособность источников электроэнергии и тепла на соответствующих рынках энергетических ресурсов.

В таблице № 31 приведены данные о нормативных и фактических показателях удельного расхода топлива на производство электрической и тепловой энергии в разрезе электростанций Костромской области.

В 2020 году удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в Костромской области составил 308,9 грамм условного топлива на 1 кВт·ч (далее – г.у.т./кВт·ч), что на 3,8 г.у.т./кВт·ч больше, чем в 2019 году. Фактический расход топлива на отпуск электроэнергии в 2020 году был на 5,8 г.у.т./кВт·ч больше, чем норматив.

В целом в Костромской области расход топлива на производство электроэнергии ниже, чем в среднем по стране (примерно на 20 г.у.т./кВт·ч от средних по стране значений). Во многом это объясняется использованием природного газа в качестве основного вида топлива.

Российские электростанции, в которых основным видом топлива является газ, в среднем имеют удельный расход топлива на отпуск электрической энергии на уровне 314 г.у.т./кВт·ч, что на 5 г.у.т./кВт·ч больше аналогичного показателя для электростанций области.

Удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭС в 2020 году составил 174,2 кг условного топлива на 1 Гкал (далее – кг у.т./Гкал), что на 1,9 кг у.т./Гкал меньше, чем в 2019 году.

Если сравнивать данные за 2020 год по Костромской области и Российской Федерации, то удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭС на 4,7 кг у.т./Гкал больше аналогичного показателя в целом по стране.

Вместе с тем следует отметить, что удельный расход топлива на производство тепловой энергии по всем типам источников, определенный на основе единого топливно-энергетического баланса Костромской области за 2019 год, составляет 169,7 кг у.т./Гкал.

Расход топлива на производство электрической и тепловой энергии в разрезе крупнейших производителей
в Костромской области в 2016 – 2020 годах

тыс. т.у.т.

Наименование организации	Наименование станции	Марка топлива	2016	2017	2018	2019	2020
АО «Интер РАО - Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	Всего, в том числе:	4 333,594	4 689,416	4 025,115	4 626,047	2 966,436
		мазут топочный	20,652	78,571	4,02	2,19	3,207
		газ природный	4 273,886	4 610,845	4 021,095	4 623,857	2 963,229
ПАО «ТГК-2»	Костромская ТЭЦ-1	Всего, в том числе:	119,4	125,4	133,6	132,9	116,8
		мазут топочный	0,011	0,011	0,011	0,017	0,017
		газ природный	119,4	125,4	133,6	132,9	116,8
	Костромская ТЭЦ-2	Всего, в том числе:	357,95	338,75	341,8	293,5	277,5
		мазут топочный	0,15	0,007	0,012	0,015	0,011
		газ природный	357,8	338,74	341,8	293,5	277,5
	Районная котельная № 2	Всего, в том числе:	19,2	19,6	20,5	17,9	17,5
		газ природный	19,2	19,6	20,5	17,9	17,5
	МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	Всего, в том числе:	49,5	51,7	52,2	57,6
мазут топочный			24,7	22,8	22,5	12,0	5,5
торф условной влажности			24,8	28,9	29,7	16,5	0,2
каменный уголь			-	-	-	29,1	46,2

Таблица № 31

Удельный расход топлива на производство электрической и тепловой энергии в разрезе
электростанций Костромской области

Наименование организации	Наименование станции	Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию - норматив, г.у.т./кВт·ч					Удельный расход топлива на отпущенную теплоэнергию по электростанции - норматив, кг у.т./Гкал					Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию - факт, г.у.т./кВт·ч					Удельный расход топлива на отпущенную теплоэнергию по электростанции - факт, кг у.т./Гкал				
		2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020	2016	2017	2018	2019	2020
АО «Интер РАО Электрогенерация»	Костромская ГРЭС	310,5	309,7	312,9	312,16	308,63	169,1	169,1	167,1	167,59	167,11	308,98	307,6	311,22	309,1	314,71	169,1	169,1	168,16	167,07	168,04
ПАО «ТГК-2»	Костромская ТЭЦ-1	168,0	167,9	165,9	168,5	169,7	168,2	168,3	167,4	171,8	169,6	167,4	167,4	165,5	168,1	172,9	167,7	167,8	167,1	171,4	170,8
	Костромская ТЭЦ-2	259,3	254,5	249,2	239,2	241,1	170,9	171,2	170,5	170,7	170,8	259,0	254,2	248,98	238,7	242,8	170,0	170,6	170,3	170,5	169,3
МУП «Шарьинская ТЭЦ»	Шарьинская ТЭЦ	493,4	500,9	466,5	200,2	180,3	186,0	188,6	177,5	218,2	207,0	491,1	498,4	463,3	198,8	178,7	185,6	188,2	177,0	217,7	206,5

Примечание: Изменение удельных расходов топлива с 2016 года по ПАО «ТГК-2» и с 2019 года по МУП «Шарьинская ТЭЦ» связано с переходом на физический метод расчета.

Глава 13. Единый топливно-энергетический баланс
Костромской области за 2015 – 2019 годы

53. Единый топливно-энергетический баланс (далее – ЕТЭБ) региона – это таблица, которая содержит представленные в едином топливном эквиваленте взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов, их распределения и использования потребителями всех видов экономической деятельности на территории данного субъекта Российской Федерации за определенный период времени.

Основным источником информации для составления ЕТЭБ за прошедшие годы является официальная статистическая отчетность, выпускаемая Росстатом и его территориальными подразделениями на основе форм федерального статистического наблюдения. В таблице № 32 представлен ЕТЭБ Костромской области за 2015 – 2019 годы.

Таблица № 32

Единый топливно-энергетический баланс Костромской области
за 2015 – 2019 годы

№ п/п	Наименование топливно-энергетических ресурсов	Коэффициент перевода	Единица измерения	2015	2016	2017	2018	2019
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1.	Газ природный	1,14	млн. м ³	4 469,00	4 573,00	4 865,00	4 377,00	4 824,00
			тыс. т.у.т.	5 094,66	5 213,22	5 546,10	4 989,78	5 499,36
2.	Газ сжиженный	1,57	тыс. т	3,40	3,40	4,00	3,60	3,61
			тыс. т.у.т.	5,34	5,34	6,28	5,65	5,66
3.	Нефтепродукты, в том числе:		тыс. т	202,37	197,32	193,11	190,87	190,52
			тыс. т.у.т.	297,89	290,47	284,08	280,71	280,20
3.1.	бензины	1,49	тыс. т	111,08	108,75	101,45	98,60	98,61
			тыс. т.у.т.	165,51	162,04	151,16	146,91	146,93
3.2.	дизельное топливо	1,45	тыс. т	90,69	88,18	91,27	91,90	91,91
			тыс. т.у.т.	131,50	127,86	132,34	133,26	133,27
3.3.	керосин	1,47	тыс. т	0,58	0,37	0,37	0,35	0,35
			тыс. т.у.т.	0,85	0,54	0,54	0,51	0,51
3.4.	бензин авиационный	1,49	тыс. т	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
			тыс. т.у.т.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
4.	Печное топливо	1,45	тыс. т	0,19	0,19	0,19	0,19	0,18
			тыс. т.у.т.	0,28	0,28	0,28	0,28	0,26
5.	Мазут	1,37	тыс. т	56,00	89,31	105,46	40,30	41,44
			тыс. т.у.т.	76,72	122,35	144,48	55,21	56,77
6.	Уголь каменный	0,769	тыс. т	72,22	76,31	91,94	81,20	81,24
			тыс. т.у.т.	55,54	58,68	70,70	62,44	62,39
7.	Дрова (плотные)	0,266	тыс. м ³	195,37	223,86	189,90	188,10	172,53
			тыс. т.у.т.	51,97	59,55	50,51	50,03	45,89
8.	Торф	0,34	тыс. т	71,25	76,76	85,00	87,35	48,53
			тыс. т.у.т.	24,23	26,10	28,90	29,70	16,50
9.	Прочие (отходы лесозаготовки)		тыс. т.у.т.	211,71	183,67	206,98	210,49	207,13
	Итого		тыс. т.у.т.	5 818,33	5 958,36	6 338,31	5 684,30	6 174,71

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10.	Электроэнергия	0,123	млн. кВт·ч	3 579,00	3 636,30	3 622,00	3 600,00	3 620,00
			тыс. т.у.т.	440,22	447,26	445,51	442,80	445,26
	Всего		тыс. т.у.т.	6 258,54	6 406,92	6 783,81	6 127,10	6 619,97

54. Полное потребление топлива в Костромской области в 2019 году по имеющимся статистическим данным составило 6 619,97 тыс. т.у.т. За 2015 – 2019 годы полное потребление топлива увеличилось на 5,8%.

В топливной структуре энергопотребления ключевую роль играет импортируемый природный газ, девять десятых которого поступает на электростанции. Таким образом, несмотря на значительные объемы экспорта электроэнергии, в целом Костромская область является энергодефицитной. Одна из особенностей ЕТЭБ региона – относительно крупные масштабы использования ГВЭР и отходов (это, прежде всего, дровяная древесина и отходы лесной и деревообрабатывающей промышленности) в качестве топлива. Так, в 2019 году этого топлива было израсходовано 255,7 тыс. т.у.т., что составило около 4% валового энергопотребления. Из них немногим более половины сожжено в промышленных котельных, остальное поступило конечным потребителям. На Шарьинской ТЭЦ использовано 16,5 тыс. т.у.т. торфа.

Большая часть конечного энергопотребления Костромской области приходится на непроеизводственную сферу: 44,4% – на бытовой сектор и 15,6% – на сферу услуг. Значительна также доля обрабатывающей промышленности (24,4%).

Структура полезного (конечного) потребления энергии по отраслям экономики за 2019 год представлена на рисунке № 15.

55. Основной объем потребления энергоресурсов приходится на природный газ (81,4%). Порядка 69% вырабатываемой тепловой энергии расходуется на отопление и горячее водоснабжение жилищной сферы, общественных зданий. На втором месте по объему потребления находится электроэнергия (6,7%), используемая во всех отраслях экономики (рисунок № 16).

Потребители также относительно широко используют ГВЭР. В 2019 году их потребление составило 3,8% энергопотребления.

Структура полезного (конечного) потребления энергии по отраслям экономики за 2019 год

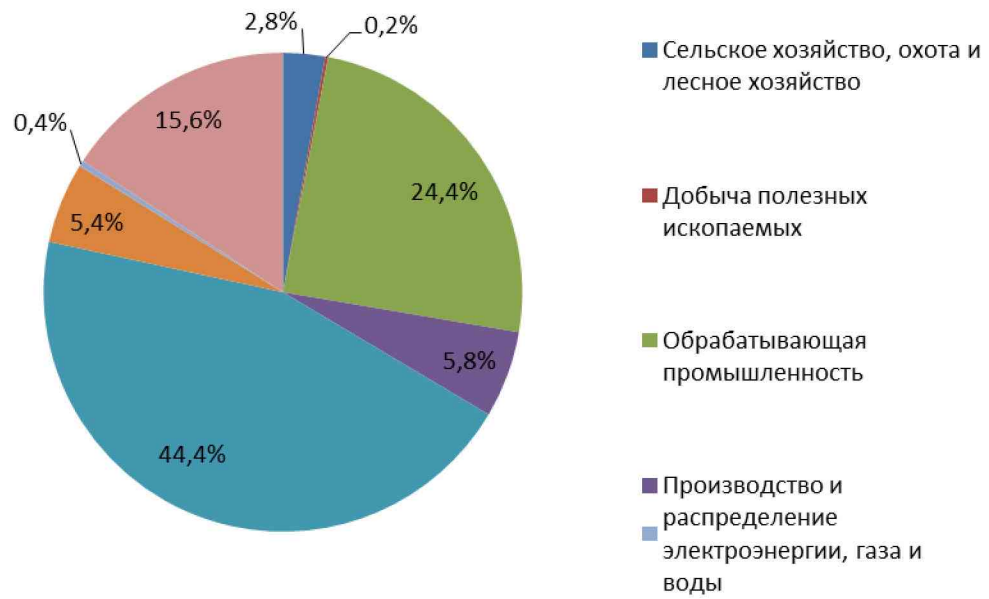
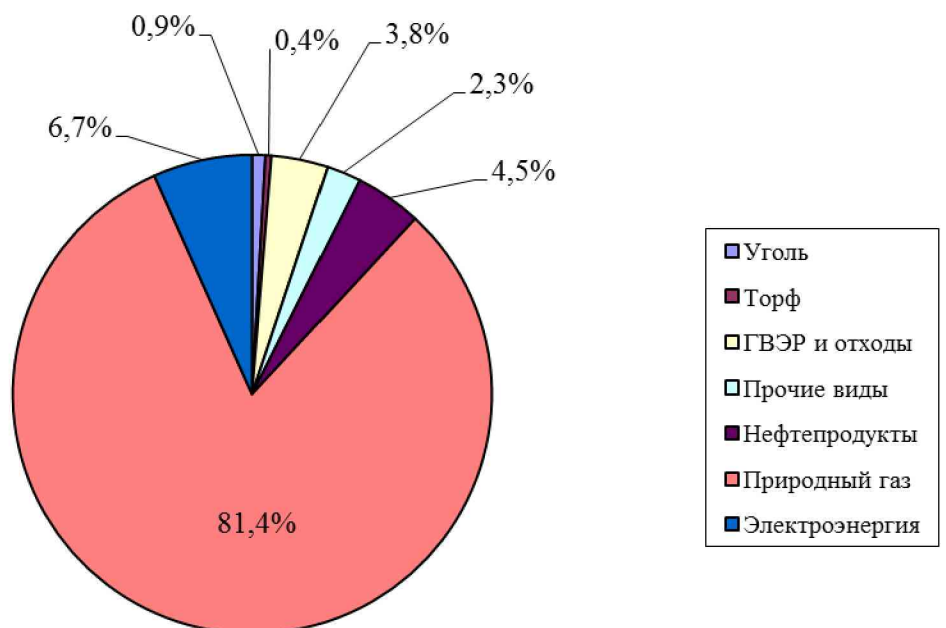


Рисунок № 16

Структура потребления по видам энергоресурсов за 2019 год



Глава 14. Динамика основных показателей энергоэффективности за 2015 – 2019 годы

56. К основным показателям энергоэффективности относятся:

1) энергоемкость ВРП (т.у.т./млн. руб.) – отношение величины потребления энергоресурсов на территории региона к ВРП. Энергоемкость ВРП может быть определена по первичному или конечному потреблению энергоресурсов;

2) электроемкость ВРП (тыс. кВт·ч/млн. руб.) – отношение величины потребления электрической энергии к ВРП в определенном году;

3) электровооруженность труда (тыс. кВт·ч/чел.) – показатель, характеризующий уровень потребленной в производстве электроэнергии или электрической мощности в единицу рабочего времени или одним рабочим. В настоящем отчете электровооруженность труда определяется делением общей величины потребленной в производстве электрической энергии за определенный период на среднесписочное число рабочих.

57. Данные по динамике значений показателей энергоемкости ВРП, электроемкости ВРП, потреблению электрической энергии на душу населения и электровооруженности труда в экономике представлены в таблице № 33.

В 2019 году по отношению к 2018 году отмечается снижение энергоемкости и электроемкости ВРП соответственно на 4% и 10,6%.

Таблица № 33

Динамика основных показателей энергоэффективности Костромской области за 2015 – 2019 годы

Наименование показателя	2015	2016	2017	2018	2019
Энергоемкость ВРП, т.у.т. / млн. руб.	39,9	39,8	36,6	34,0	32,6
Электроемкость ВРП, тыс. кВт·ч / млн. руб.	22,7	22,5	21,3	19,9	17,8
Потребление электрической энергии на душу населения, тыс. кВт·ч / чел.	5,5	5,7	5,6	5,6	5,7
Электровооруженность труда в экономике, тыс. кВт·ч / чел.	6,5	6,6	6,5	6,5	6,5

Глава 15. Основные характеристики электросетевого хозяйства региона напряжением 110 кВ и выше

58. Анализ технического состояния и возрастной структуры электрических сетей линий электропередач (далее – ЛЭП), подстанций (далее – ПС) и генераторов на отчетный период показал следующее.

В настоящее время в Костромской области имеются воздушные и кабельно-воздушные ЛЭП (далее соответственно – ВЛ, КВЛ) напряжением 110 кВ и выше общей протяженностью (в одноцепном исчислении) 3 439,4

км, в том числе: ВЛ 500 кВ – 543,5 км, ВЛ 220 кВ – 615,08 км, ВЛ 110 кВ – 2280,82 км (по паспортным данным электросетевых предприятий).

Костромская область граничит с Вологодской, Ивановской, Нижегородской, Ярославской и Кировской областями. Основные внешние связи энергосистемы Костромской области представлены в таблице № 34 и на рисунке № 17.

Таблица № 34

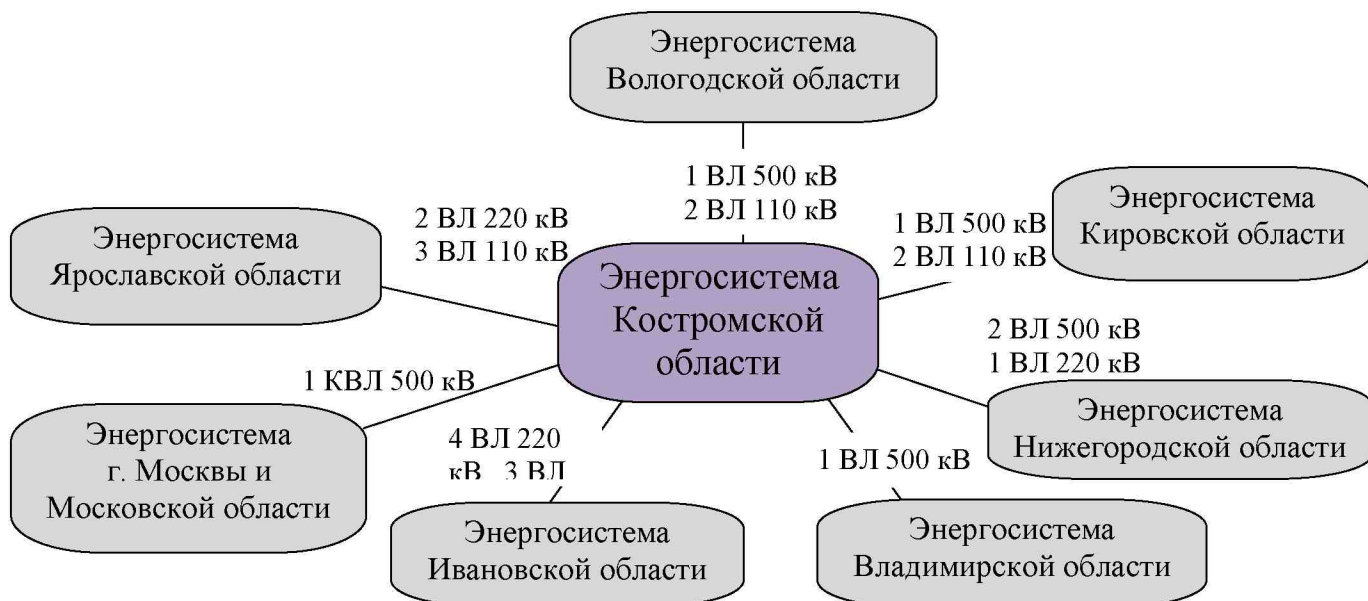
Основные внешние связи энергосистемы Костромской области

№ п/п	Наименование ВЛ, по которой осуществляется связь со смежной энергосистемой	Год ввода в эксплуатацию	Техническое состояние
1	2	3	4
1. Энергосистема г. Москвы и Московской области			
1)	КВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Загорская ГАЭС	1973	Рабочее
2. Энергосистема Владимирской области			
1)	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Владимирская	1971	Рабочее
3. Энергосистема Нижегородской области			
1)	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Луч	1970	Рабочее
2)	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская	2015	Рабочее
3)	ВЛ 220 кВ Рыжково – Мантурово	1972	Рабочее
4. Энергосистема Вологодской области			
1)	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Вологодская	1981	Рабочее
2)	ВЛ 110 кВ Никольск – Павино	1972	Удовлетворительное
3)	ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) – Вохтога (тяговая)	2006	Рабочее
5. Энергосистема Кировской области			
1)	ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка	1986 / 2006	Рабочее
2)	ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево с отпайкой на ПС Свеча	1968	Удовлетворительное
3)	ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево	1968	Удовлетворительное
6. Энергосистема Ивановской области			
1)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга I цепь	1969	Рабочее
2)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга II цепь	1980	Рабочее
3)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново I цепь	1975	Рабочее
4)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново II цепь	1983	Рабочее

1	2	3	4
5)	ВЛ 110 кВ Заволжск – Александрово	1972	Удовлетворительное
6)	ВЛ 110 кВ Фурманов-1 – Клементьево	1980	Удовлетворительное
7)	ВЛ 110 кВ Писцово – Нерехта-1 с отпайками	1991	Хорошее
7. Энергосистема Ярославской области			
1)	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Ярославская	1969	Рабочее
2)	ВЛ 220 кВ Мотордеталь – Тверицкая	1964 / 1991	Рабочее
3)	ВЛ 110 кВ Халдеево – Буй (тяговая)	1985	Удовлетворительное
4)	ВЛ 110 кВ Лютово – Нерехта-1	1986 (1993)	Хорошее
5)	ВЛ 110 кВ Ярцево – Нерехта-1	1986 (1993)	Хорошее

Рисунок № 17

Схема внешних электрических связей Костромской области



59. Важнейшей характеристикой сети является срок службы оборудования. Из года в год усиливается тенденция старения электрических сетей, ухудшается их техническое состояние, что повышает риски возникновения технологических нарушений в работе оборудования.

Перечень ВЛ 110 кВ и выше, ВЛ 35 кВ и связей с соседними энергосистемами, их сводные данные, сроки службы и техническое состояние представлены в таблицах № 35 – 37.

Перечень ВЛ 220 – 500 кВ Костромской области и связей с соседними энергосистемами, их сводные данные, сроки службы

Наименование	Год ввода	Протяженность, км		Марка провода	Срок службы, лет		
		всего	по Костромской области		на 2012	на 2022	на 2026
1	2	3	4	5	6	7	8
ЛЭП 500 кВ							
КВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - Загорская ГАЭС	1973	223,2	15,0	АС-400х3	39	49	53
ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - Владимирская	1971	177,3	15,1	АС-400х3	41	51	55
ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - Луч	1970	206,8	7,0	АС-400х3	42	52	56
ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - Костромская АЭС	1981	144,4	144,4	АС-400х3	31	41	45
ВЛ 500 кВ Костромская АЭС - Вологодская	1981	168,1	56,0	АС-400х3	31	41	45
ВЛ 500 кВ Костромская АЭС - Звезда	1985, 2006	196,1	196,1	АСО-330х3	27/6	37/16	41/20
ВЛ 500 кВ Звезда - Вятка	1986, 2006	326,2	102,9	АСО-330х3	26/6	36/16	40/20
ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС - Нижегородская	2015	284,6	7,0	АС-400х3	-	7	11
Итого		1 726,7	543,5				
ЛЭП 220 кВ							
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Иваново I цепь	1975	71,3	15,2	АСО-400	37	47	51
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Иваново II цепь	1983	70,76	14,46	АСО-400	29	39	43
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Вичуга I цепь	1969	58,16	6,11	АСО-400	43	53	57
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Вичуга II цепь	1980	58,14	6,11	АС-400	32	42	46
ВЛ 220 кВ Мотордеталь - Тверицкая	1991	108,7	16,7	АС-300	21	31	35
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Кострома-2	1976	52,5	52,5	АС-300	36	46	50
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Мотордеталь I цепь	1969	39,8	39,8	АСО-300	43	53	57
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Мотордеталь II цепь	1976	39,8	39,8	АС-300	36	46	50
ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС - Ярославская	1969	109,8	32,8	АС-500	43	53	57
ВЛ 220 кВ Рыжково - Мантурово	1972	136,7	72,5	АСО-300	40	50	54
ВЛ 220 кВ Мотордеталь - Борок	1987	101,0	101,0	АС-300	25	35	39
ВЛ 220 кВ Кострома-2 - Галич (районная)	1976	123,24	123,24	АСО-300	36	46	50
ВЛ 220 кВ Борок - Галич (районная)	1987	56,36	56,36	АС-300	25	35	39
ВЛ 220 кВ Галич (районная) - Антропово	1998	38,5	38,5	АСО-300	14	24	28
Итого		1 064,76	615,08				

Перечень ВЛ 110 кВ Костромской области и связей с соседними энергосистемами, их сводные данные и техническое состояние

№ п/п	Наименование	Год ввода	Кол-во цепей	Протяженность, км ^{<*>}	Марка провода	Техническое состояние	Срок службы, лет		
							на 2012	на 2022	на 2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Центральный РЭС									
1.	ВЛ 110 кВ Нерехта-1 - Клементьево	1950	1	22,5	АС-120	удовл.	62	72	76
2.	ВЛ 110 кВ Мотордеталь - Кострома-1 I цепь с отпайкой на ПС Строммашина	2013	2	4,708	АС-185	хорошее	-	9	13
	ВЛ 110 кВ Мотордеталь - Кострома-1 II цепь с отпайкой на ПС Строммашина	2013	2	4,708	АС-185	хорошее	-	9	13
	отп. на Строммашина	1970	2	0,67	АС-150	удовл.	42	52	56
	отп. на Строммашина	1970	2	0,67	АС-150	удовл.	42	52	56
3.	ВЛ 110 кВ Нерехта-1 - Мотордеталь I цепь с отпайками	1959	2	42,5	АС-120 АС-95	удовл.	53	63	67
	ВЛ 110 кВ Нерехта-1 - Мотордеталь II цепь с отпайками	1959	2	42,50	АС-120 АС-95	удовл.	53	63	67
	отп. на Космынино	1959	2	5,0	АС-120	удовл.	53	63	67
	отп. на Нерехта-2	1959	2	1,65	АС-70	удовл.	53	63	67
4.	ВЛ 110 кВ Южная I цепь	1986	2	4,91	АС-120	удовл.	26	36	40
	ВЛ 110 кВ Южная II цепь	1986	2	5,27	АС-120	удовл.	26	36	40
5.	ВЛ 110 кВ Василево I цепь	1979	2	10,52	АС-70	удовл.	33	43	47
	ВЛ 110 кВ Василево II цепь	1979	2	11,6	АС-70	удовл.	33	43	47
6.	ВЛ 110 кВ Кострома-1 – Северная с отпайками	2013	2	12,2	АС-185	хорошее	-	9	13
7.	ВЛ 110 кВ Кострома-1 – Центральная с отпайками	2013	2	15,26	АС-185	хорошее	-	9	13
8.	ВЛ 110 кВ Кострома-2 - Северная	2013	2	8,2	АС-185	хорошее	-	9	13
9.	ВЛ 110 кВ Костромская ТЭЦ-2 – Центральная	2013	2	8,08	АС-185	хорошее	-	9	13
10.	ВЛ 110 кВ Костромская ТЭЦ-2 - Кострома-2 I цепь	1974	2	3,97	АС-150	удовл.	38	48	52
	ВЛ 110 кВ Костромская ТЭЦ-2 - Кострома-2 II цепь	1974	2	3,97	АС-150	удовл.	38	48	52
11.	ВЛ 110 кВ Красное I цепь	2009	2	36,4	АС-150 АС-70	удовл.	3	13	17
	ВЛ 110 кВ Красное II цепь	2009	2	38,82	АС-150 АС-70	удовл.	3	13	17
	отп. на Восточная-1	2009	2	6,6	АС-150 АС-95	удовл.	3	13	17
	отп. на Восточная-1	2009	2	6,6	АС-150 АС-95	удовл.	3	13	17
12.	ВЛ 110 кВ Восточная-2 I цепь	2009	2	2,21	АС-120	удовл.	3	13	17

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	ВЛ 110 кВ Восточная-2 II цепь	2009	2	2,43	АС-120	удовл.	3	13	17
13.	ВЛ 110 кВ Давыдовская I цепь	2009	2	1,4	АС-150 АС-240	удовл.	3	13	17
	ВЛ 110 кВ Давыдовская II цепь	2009	2	1,54	АС-150 АС-240	удовл.	3	13	17
14.	ВЛ 110 кВ Фурманов-1 - Клементьево (участок)	1980	1	5,2	АС-120	удовл.	32	42	46
15.	ВЛ 110 кВ Аэропорт I цепь	1994	2	5,59	АС-120	удовл.	18	28	32
	ВЛ 110 кВ Аэропорт II цепь	1994	2	6,03	АС-120	удовл.	18	28	32
16.	ВЛ 110 кВ Калинки - Судиславль	1973	1	37,3	АС-120	удовл.	39	49	53
17.	ВЛ 110 кВ Судиславль - Красная Поляна	1973	1	37,7	АС-120	удовл.	39	49	53
18.	ВЛ 110 кВ Костромская ТЭЦ-2 - Калинки	1961	1	21,9	АС-120	удовл.	51	61	65
19.	ВЛ 110 кВ Приволжская I цепь	1974	2	11,61	АС-95	удовл.	38	48	52
	ВЛ 110 кВ Приволжская II цепь	1974	2	11,88	АС-95	удовл.	38	48	52
20.	ВЛ 110 кВ Заволжск - Александрово (участок)	1972	1	16,0	АС-120	удовл.	40	50	54
21.	ВЛ 110 кВ Борок - Сусанино	1971	1	31,4	АС-150	удовл.	41	51	55
22.	ВЛ 110 кВ Сусанино - Столбово	1997	1	43,8	АС-120	удовл.	15	25	29
23.	ВЛ 110 кВ Красная Поляна - Александрово	1982	1	26,7	АС-120	удовл.	30	40	44
24.	ВЛ 110 кВ Красная Поляна - Кадый	1983	1	64,58	АС-150	удовл.	29	39	43
25.	ВЛ 110 кВ Красная Поляна - Столбово	1989	1	21,6	АС-120	удовл.	23	33	37
26.	ВЛ 110 кВ Писцово - Нерехта-1 с отпайками (участок)	1991	1	20,0	АС-120	удовл.	21	31	35
Галичский РЭС									
27.	ВЛ 110 кВ Буй (т) - Борок	1985	1	24,82	АС-120	удовл.	27	37	41
28.	ВЛ 110 кВ Буй (с) - Борок	1985	1	23,66	АС-120	удовл.	27	37	41
29.	ВЛ 110 кВ Борок - Галич (т)	1985	1	58,4	АС-120	удовл.	27	37	41
30.	ВЛ 110 кВ Борок - Новая	1992	1	54,6	АС-120	удовл.	20	30	34
	отп. на Орехово	1970	2	2,28	АС-120	удовл.	42	52	56
31.	ВЛ 110 кВ Галич (тяговая) - Галич (районная)	1964	1	3,3	АС-120	удовл.	48	58	62
32.	ВЛ 110 кВ ВЛ 110 кВ Галич (районная) - Антропово (тяговая) с отпайкой на ПС Лопарево	1964	2	36,6	АС-185	удовл.	48	58	62
33.	ВЛ 110 кВ Галич (районная) - Антропово (районная) с отпайкой на ПС Лопарево	1964	2	38,3	АС-185	удовл.	48	58	62
34.	ВЛ 110 кВ Галич (районная) - Чухлома	1964	1	63,73	АС-95	удовл.	48	58	62
	отп. на Луковцино	1988	1	0,2	АС-120	удовл.	24	34	38
35.	ВЛ 110 кВ Елегино - Солигалич	1987	1	52,22	АС-120	удовл.	25	35	39
36.	ВЛ 110 кВ Чухлома - Солигалич	1964	1	46,88	АС-120	удовл.	48	58	62

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	отп. на Федоровское	1983	1	2,1	АС-120	удовл.	29	39	43
37.	ВЛ 110 кВ Борок - Западная	1971	1	11,2	АС-150	удовл.	41	51	55
38.	ВЛ 110 кВ Борок - Елегино	1986	1	52,32	АС-120	удовл.	26	36	40
39.	ВЛ 110 кВ Буй (т) - Буй (с)	1980	1	6,1	АС-120	удовл.	32	42	46
40.	ВЛ 110 кВ Буй (т) - Вохтога (т)	2006	1	47,8	АС-150/24	удовл.	6	16	20
41.	ВЛ 110 кВ Буй (т) - Западная	1971	1	4,3	АС-150	удовл.	41	51	55
42.	ВЛ 110 кВ Галич (р) - Новая	1992	1	8,03	АС-120	удовл.	20	30	34
43.	ВЛ 110 кВ Халдеево - Буй (тяговая) (участок)	1975	1	24,1	АС-120	удовл.	37	47	51
Нейский РЭС									
44.	ВЛ 110 кВ Нея - Антропово (тяговая) с отпайкой на ПС Никола-Полома	1965	1	55,8	АС-185	удовл.	47	57	61
	отп. на Никола-Полома	1977	2	4,3	АС-70	удовл.	35	45	49
45.	ВЛ 110 кВ Нея - Антропово (районная) с отпайкой на ПС Никола-Полома	1965	1	54,5	АС-185	удовл.	47	57	61
46.	ВЛ 110 кВ Нея - Мантурово I цепь с отпайкой на ПС Октябрьская	1965	2	53,6	АС-150	удовл.	47	57	61
	ВЛ 110 кВ Нея - Мантурово II цепь с отпайкой на ПС Октябрьская	1965	2	53,6	АС-150	удовл.	47	57	61
	отп. на Октябрьская	1965	2	2,6	АС-70	удовл.	47	57	61
	отп. на Октябрьская	1965	2	2,6	АС-70	удовл.	47	57	61
47.	ВЛ 110 кВ Нея - Макарьев с отпайкой на ПС Дьяконово	1967	1	58,5	АС-70	удовл.	45	55	59
	отп. на Дьяконово	1967	1	1,1	АС-70	удовл.	45	55	59
48.	ВЛ 110 кВ Ильинское - Новинское	1987	1	45,4	АС-120	удовл.	25	35	39
49.	ВЛ 110 кВ Мантурово - Гусево	1982	1	28,0	АС-120	удовл.	30	40	44
50.	ВЛ 110 кВ Мантурово - БХЗ I цепь	1973	2	4,34	АС-95	удовл.	39	49	53
51.	ВЛ 110 кВ Мантурово - БХЗ II цепь	1973	2	4,64	АС-95	удовл.	39	49	53
52.	ВЛ 110 кВ Кадый - Макарьев	1984	1	37,5	АС-120	удовл.	28	38	42
53.	ВЛ 110 кВ Гусево - Ильинское с отпайкой на ПС Яковлево	1982	1	36,6	АС-120	удовл.	30	40	44
	отп. на Яковлево	1966	1	0,7	АС-120	удовл.	46	56	60
Шарьинский РЭС									
54.	ВЛ 110 кВ Звезда - Заря № 1	2006	1	58,35	АС-150	удовл.	6	16	20
	ВЛ 110 кВ Звезда - Заря № 2	2006	1	58,35	АС-150	удовл.	6	16	20
55.	ВЛ 110 кВ Звезда - Мантурово № 1	2006	2	4,1	АС-400	удовл.	6	16	20
	ВЛ 110 кВ Звезда - Мантурово № 2	2006	2	4,1	АС-400	удовл.	6	16	20
56.	ВЛ 110 кВ Шарья (районная) - Заря I цепь	2006	2	3,7	АС-150	удовл.	6	16	20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	ВЛ 110 кВ Шарья (районная) - Заря II цепь	2006	2	3,7	АС-150	удовл.	6	16	20
57.	ВЛ 110 кВ Заря - Кроностар I цепь	2006	2	0,65	АС-150	удовл.	6	16	20
	ВЛ 110 кВ Заря - Кроностар II цепь	2006	2	0,65	АС-150	удовл.	6	16	20
58.	ВЛ 110 кВ Заря - Промузел I цепь	2006	2	0,683	АС-150	удовл.	6	16	20
	ВЛ 110 кВ Заря - Промузел II цепь	2006	2	0,683	АС-150	удовл.	6	16	20
59.	ВЛ 110 кВ Мантурово - Шарья (районная) I цепь с отпайкой на ПС Шекшема	1966	2	46,3	АС-150	удовл.	46	56	60
	ВЛ 110 кВ Мантурово - Шарья (районная) II цепь с отпайкой на ПС Шекшема	1966	2	46,3	АС-150	удовл.	46	56	60
	отп. на Шекшема	1966	2	0,34	АС-120	удовл.	46	56	60
	отп. на Шекшема	1966	2	0,34	АС-120	удовл.	46	56	60
60.	ВЛ 110 кВ Шарья (районная) - Шарья (тяговая)	1967	1	10,80	АС-150	удовл.	45	55	59
61.	ВЛ 110 кВ Шарья (районная) - Поназырево (тяговая) с отпайкой на ПС Якшанга	1967	1	54,8	АС-150	удовл.	45	55	59
62.	ВЛ 110 кВ Шарья (тяговая) - Поназырево (тяговая)	1967	1	48,5	АС-150	удовл.	45	55	59
63.	ВЛ 110 кВ Никола - Вохма	1968	1	15,28	АС-120	удовл.	44	54	58
64.	ВЛ 110 кВ Ацвеж - Поназырево с отпайкой на ПС Свеча	1968	1	7,5	АС-120	удовл.	44	54	58
65.	ВЛ 110 кВ Гостовская - Поназырево	1968	1	7,5	АС-120	удовл.	44	54	58
66.	ВЛ 110 кВ Поназырево (тяговая) - Никола с отпайками	1968	1	62,8	АС-120	удовл.	44	54	58
	отп. на Шортюг	1968	1	1,32	АС-120	удовл.	44	54	58
	отп. на Гудково	1968	1	1,5	АС-95	удовл.	44	54	58
67.	ВЛ 110 кВ Вохма - Павино	1972	1	49,98	АС-95	удовл.	40	50	54
68.	ВЛ 110 кВ Пыщуг - Павино	1988	1	38,7	АС-120	удовл.	24	34	38
69.	ВЛ 110 кВ Новинское - Пыщуг	1991	1	39,0	АС-120	удовл.	21	31	35
70.	ВЛ 110 кВ Шарья (р) - Рождественское	1976	2	44,0	АС-120	удовл.	36	46	50
Итого				2280,82					

↔ Протяженность указана в зоне обслуживания Костромской области.

Таблица № 37

Перечень ВЛ 35 кВ Костромской области и связей с соседними энергосистемами, их сводные данные и техническое состояние

№ п/п	Наименование	Год ввода	Кол-во цепей	Протяженность, км	Марка провода	Техническое состояние	Срок службы, лет		
							на 2012	на 2022	на 2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Костромской РЭС									
1.	КПД - Сидоровское	1997	2	11,8	АС-70, АС-50	хорошее	15	25	29
2.	Фармация	1982	1	12,2	АС-120	хорошее	30	40	44
3.	Кузнецово-1	1981	1	11,5	АС-70, АС-120	хорошее	31	41	45
4.	Кузнецово-2	1981	1	11,5	АС-70, АС-120	хорошее	31	41	45
5.	Коркино-1	1970	1	6,1	АС-70	хорошее	42	52	56
6.	Коркино-2	1970	1	6,1	АС-70	хорошее	42	52	56
7.	Сухоногово - Рудино	1973	1	27,8	АС-50	хорошее	39	49	53
8.	Борщино-1	1979	1	10,4	АС-50, АС-120	хорошее	33	43	47
9.	Борщино-2	1979	1	10,4	АС-50, АС-120	хорошее	33	43	47
10.	Красное - Прискоково	1984	1	16,1	АС-120, АС-70	хорошее	28	38	42
11.	Чернево - Прискоково	1984	1	13,7	АС-120, АС-95	хорошее	28	38	42
12.	Красная Поляна - Игодово	1983	1	20,0	АС-70	хорошее	29	39	43
13.	Сусанино - Попадьино	1990	1	20,7	АС-70	хорошее	22	32	36
14.	Мисково - Сандогора	1977	1	14,2	АС-70	хорошее	35	45	49
15.	Калинки - Раслово	1983	1	10,0	АС-50	хорошее	29	39	43
16.	Саметь-2	1973	1	16,7	АС-70	хорошее	39	49	53
17.	Чернево-1	1969	1	44,92	АС-120, АС-95	хорошее	43	53	57
18.	Сусанино - Головинская-1	1969	2	11,2	АС-150	хорошее	43	53	57
19.	Сусанино - Головинская-2	1969	1	11,2	АС-150	хорошее	43	53	57
20.	Сусанино - Андреевская	1977	1	21,5	АС-50	хорошее	35	45	49
21.	Александрово - Островское	1970	1	29,3	АС-50	хорошее	42	52	56
22.	Воронье-1	1969	1	22,4	АС-95	хорошее	43	53	57
23.	Воронье-2	1969	1	22,4	АС-95	хорошее	43	53	57
24.	Игодово - Легитово	1982	1	27,0	АС-70	хорошее	30	40	44
25.	Александрово - Адищево	1982	1	10,7	АС-50	хорошее	30	40	44
26.	Нерехта - Рождественно	1975	1	11,8	АС-50	удовл.	37	47	51
27.	Красная Поляна - Островское	1970	1	13,2	АС-50	хорошее	42	52	56
28.	Чернево-2	1969	1	44,92	АС-120, АС-95	хорошее	43	53	57
29.	Караваево-1	1981	1	11,55	АС-70	хорошее	31	41	45
30.	Караваево-2	1981	1	11,55	АС-70	хорошее	31	41	45
31.	Байдарка -1	1971	1	7,9	АС-150, АС-95	хорошее	41	51	55
32.	Байдарка-2	1971	1	7,9	АС-150, АС-95	хорошее	41	51	55
33.	Саметь-1	1972	1	16,7	АС-70	хорошее	40	50	54
34.	Кузнецово - ЭМЗ	1984	1	21,3	АС-70	хорошее	28	38	42
35.	Никольское - Кузьмищи	1988	1	12,35	АС-70	хорошее	24	34	38
36.	Никольское - Птицефабрика	1973	1	2,08	АС-50	хорошее	39	49	53
37.	Кострома-2 - Птицефабрика	1972	2	9,2	АС-50	хорошее	40	50	54
38.	Кострома-2 - Никольское	1973	2	10,5	АС-95	хорошее	39	49	53
39.	Сущево - Мисково	1976	1	20,6	АС-70	удовл.	36	46	50
40.	Апраксино - Сущево	1962	1	20,6	АС-70	удовл.	50	60	64
41.	Кострома-2 - Апраксино	1962	1	16,3	АС-70	хорошее	50	60	64
42.	Мисково - ЭМЗ	1976	1	18,8	АС-70	хорошее	36	46	50
43.	Кузнецово - Сусанино	1982	1	31,8	АС-120	хорошее	30	40	44
44.	Сусанино - Калининская	1982	1	15,3	АС-120	хорошее	30	40	44
45.	Космынино - Рудино	1971	1	25,5	АС-50	хорошее	41	51	55
46.	СУ ГРЭС - Сидоровское	1983	1	5,0	АС-70	хорошее	29	39	43
47.	КПД - Владычное	1982	1	9,1	АС-50	хорошее	30	40	44
48.	Ильинское - Сухоногово	1972	1	17,5	АС-70	хорошее	40	50	54
49.	Коркино - Ильинское	1972	1	10,4	АС-70	хорошее	40	50	54
Галичский РЭС									
50.	Новая - ПТФ	1993	2	2,83	АС-70	хорошее	19	29	33
51.	Орехово - Левково	1992	1	19,4	АС-70	хорошее	20	30	34
52.	Левково - Березовец	1992	1	10,4	АС-70	хорошее	20	30	34
53.	Галич (р) - Толтуново	1992	1	25,4	АС-50	хорошее	20	30	34
54.	Пронино - Кабаново	1983	1	16,3	АС-70	хорошее	29	39	43
55.	Воронье - Пронино	1980	1	26,8	АС-70	хорошее	32	42	46
56.	Галич (р) - ПТФ	1972	1	9,6	АС-70	хорошее	40	50	54
57.	Толтуново - Березовец	1982	1	24,4	АС-50	хорошее	30	40	44
58.	ПТФ - Пронино	2017	1	27,4	АС-70	хорошее		5	9
59.	Черменино - Панкратово	1972	1	10,7	АС-35	удовл.	40	50	54
60.	Судай - Панкратово	1966	1	26,2	АС-35	удовл.	46	56	60

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
61.	Горбачево - Куземино	1986	1	19,2	АС-50	хорошее	26	36	40
62.	Солигалич - Совета	1985	1	32,9	АС-50	хорошее	27	37	41
63.	Солигалич - Калинино	1976	2	28,1	АС-50	хорошее	36	46	50
64.	Солигалич - Горбачево	1977	1	27,3	АС-50	хорошее	35	45	49
65.	Солигалич - Починок	1964	2	18,5	АС-50	удовл.	48	58	62
66.	Чухлома - Петровское	1978	2	19,7	АС-50	хорошее	34	44	48
67.	Чухлома - Судай	1977	2	36,2	АС-35	удовл.	35	45	49
68.	Дор - Семеновское	1991	1	12,7	АС-35, АС-70	хорошее	21	31	35
69.	Буй (р) - Шушкодом	1962	1	25,7	АС-50	удовл.	50	60	64
70.	Буй (р) - Химик	1972	1	1,7	АС-35, АС-70	удовл.	40	50	54
71.	Химик - Ликурга	1964	1	22,6	АС-35	удовл.	48	58	62
72.	Шушкодом - Дьяконово	1974	1	25,1	АС-50	удовл.	38	48	52
73.	Буй (р) - Дор	1975	1	26,4	АС-50	удовл.	37	47	51
74.	Калинино - Дьяконово	1978	1	40,1	АС-50	хорошее	34	44	48
Нейский РЭС									
75.	Макарьев-1 - Тимошино	1992	1	48,9	АС-70	хорошее	20	30	34
76.	Унжа - Сосновка	1985	1	26,1	АС-50	хорошее	27	37	41
77.	Макарьев-2 - Унжа	1979	1	19,4	АС-50	хорошее	33	43	47
78.	Макарьев-1 - Макарьев-2	1978	1	11,56	АПС-50	хорошее	34	44	48
79.	Макарьев-1 - Н.Макарово	1970	1	29,0	АС-50	хорошее	42	52	56
80.	Кадый - Якимово	1969	1	27,2	АС-50	удовл.	43	53	57
81.	Макарьев-1 - Якимово	1969	1	9,3	АС-50	удовл.	43	53	57
82.	Чернышево - Нежитино	1988	1	20,0	АС-70	хорошее	24	34	38
83.	Н.Макарово - Нежитино	1987	1	20,5	АС-70	хорошее	25	35	39
84.	Кадый - Екатеринкино	1971	1	16,7	АС-50	хорошее	41	51	55
85.	Чернышево - Завражье	1989	1	16,2	АС-70	хорошее	23	33	37
86.	Чернышево - Окулово	1977	1	24,5	АС-50	удовл.	35	45	49
87.	Кадый - Чернышево	1973	1	38,2	АС-50	удовл.	39	49	53
88.	Екатеринкино - Словинка	1971	1	13,3	АС-50	хорошее	41	51	55
89.	Антропово - Слобода	1971	1	9,0	АС-70	хорошее	41	51	55
90.	Антропово - Палкино	1964	1	17,5	АС-50	удовл.	48	58	62
91.	Палкино - Словинка	1964	1	26,5	АС-50	удовл.	48	58	62
92.	Палкино - Котельниково	1973	1	19,0	АС-70	хорошее	39	49	53
93.	Котельниково - Легитово	1973	1	9,4	АС-70	хорошее	39	49	53
94.	Парфеньево - Матвеево 1 цепь	1990	1	21,2	АС-70	хорошее	22	32	36
95.	Антропово - Парфеньево 2 цепь	1989	1	40,6	АС-70	хорошее	23	33	37
96.	Антропово - Парфеньево 1 цепь	1965	1	26,7	АС-50	удовл.	47	57	61
97.	Парфеньево - Матвеево 2 цепь	1966	1	20,1	АС-35	хорошее	46	56	60
98.	Ильинское - Георгиевское	1967	1	30,7	АС-50	хорошее	45	55	59
99.	Георгиевское - Филино	1968	1	18,2	АС-50	удовл.	44	54	58
100.	Овсянниково - Черменино	1968	1	18,2	АС-50, АС-70	хорошее	44	54	58
101.	Черменино - Панкратово	1971	1	26,6	АС-50	удовл.	41	51	55
102.	Кологрив - Овсянниково	1968	1	27,0	АС-70	хорошее	44	54	58
103.	Ильинское - Кологрив	1967	1	19,54	АС-95	хорошее	45	55	59
104.	Мантурово - Медведица	1973	1	32,8	АС-35	хорошее	39	49	53
105.	Мантурово - Сосновка	1965	1	32,9	АС-35	хорошее	47	57	61
106.	Мантурово - Фанерный 2 цепь	1968	1	5,0	АС-150	хорошее	44	54	58
107.	Мантурово - Фанерный 1 цепь	1968	1	5,0	АС-150	хорошее	44	54	58
108.	Нея - Кужбал	1967	1	23,0	АС-50	хорошее	45	55	59
109.	Вожерово - Кологрив	1982	1	36,1	АС-50, АС-70	хорошее	30	40	44
110.	Кужбал - Вожерово	1976	1	25,3	АС-50	хорошее	36	46	50
Шарьинский РЭС									
111.	Забегево - Луптюг	1975	1	12,6	АС-50	хорошее	37	47	51
112.	Вохма - Забегево	1975	1	13,8	АС-50	хорошее	37	47	51
113.	Рождественское - Одоевское	1989	1	20,0	АС-50	хорошее	23	33	37
114.	Конево - Одоевское	1989	1	10,0	АС-50	хорошее	23	33	37
115.	Павино - Леденгск	1965	1	19,2	АС-70	хорошее	47	57	61
116.	Пыщуг - Леденгск	1965	1	19,0	АС-70	хорошее	47	57	61
117.	Лапино - Спас	1970	1	12,4	АС-50	хорошее	42	52	56
118.	Вохма - Лапино	1970	1	17,0	АС-70	хорошее	42	52	56
119.	Катунино - Ветлуга	1987	1	22,0	АС-70	хорошее	25	35	39
120.	Павино - Хорошая	1973	1	27,5	АС-50	хорошее	39	49	53

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
121.	Хорошая - Заветлужье	1973	1	11,9	АС-50	хорошее	39	49	53
122.	Шарья (р) - Кривячка	1963	1	39,3	АС-70	хорошее	49	59	63
123.	Боговарово - Соловецкое	1973	1	19,8	АС-50	хорошее	39	49	53
124.	Вохма - Боговорово 1 цепь	1968	1	17,0	АС-50	хорошее	44	54	58
125.	Спас - Талица	1972	1	27,5	АС-35	хорошее	40	50	54
126.	Шарья (р) - Н-Шанга	1977	1	9,7	АС-50	хорошее	35	45	48
127.	Н-Шанга - Головино	1979	1	23,3	АС-50	хорошее	33	43	47
128.	Рождественское - Катунино	1980	1	17,9	АС-70	хорошее	32	42	46
129.	Пыщуг - Кривячка	1963	1	31,5	АС-70	хорошее	49	59	63
130.	Рождественское - Коневе	1970	1	22,6	АС-50	хорошее	42	52	56
131.	Шарья (р) - Рождественское	1969	1	30,0	АС-50	хорошее	43	53	57
132.	Заветлужье - Головино	1984	1	52,4	АС-70	хорошее	28	38	42
133.	Боговарово - Ильинское	1983	1	24,3	АС-50	хорошее	29	39	43
134.	Шарья (р) - Центральная 1 цепь	1984	1	2,6	АС-95	хорошее	28	38	42
135.	Шарья (р) - Центральная 2 цепь	1984	1	2,6	АС-95	хорошее	28	38	42
136.	Вохма - Боговорово 2 цепь	1986	1	17,0	АС-50	хорошее	26	36	40
Итого				2 661,4					

С целью определения фактического технического состояния каждой ВЛ проводится комплексная качественная оценка ЛЭП, определяемая с учетом технического состояния отдельных элементов: опор, фундаментов, проводов, тросов, изоляторов и арматуры, а также используя полученные данные расчетов или испытаний элементов ВЛ. Рекомендации по реконструкции объектов выдаются на основе заключений этих испытаний и осмотров специализированной организацией.

60. Перечень ПС напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше энергосистемы Костромской области, их сводные данные и техническое состояние представлены в таблицах № 38 – 41.

Таблица № 38

**Перечень ПС напряжением 220 кВ и выше энергосистемы
Костромской области, их сводные данные**

Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Количество и мощность трансформаторов (шунтирующих реакторов)	Мощность ПС	Срок службы, лет		
					на 2012	на 2022	на 2026
ПС 500 кВ							
Звезда	500/110/10	2006	3x135; 6x60	405 МВА 360 Мвар	6	16	20
Костромская АЭС	500	1986	3x60	180 Мвар	26	36	40
Костромская ГРЭС	500	1972	4x400	4 801 МВА	40	50	54
		1972	3x267		40	50	54
		1977	3x533		35	45	49
		1993	3x267		19	29	33
ПС 220 кВ							
Мотордеталь	220/110/10	1972	2x125; 1x25; 1x40	315 МВА	40	50	54
Мантурово	220/110/35/27,5/10	1965	1x125; 2x40; 1x16	221 МВА	47	57	61
Кострома-2	220/110/35/6	1961	1x125; 1x90; 2x20	255 МВА	51	61	65
Галич (р)	220/110/35/10	1965	2x125; 1x10	260 МВА	47	57	61
Борок	220/110/10	1987	2x125	250 МВА	25	35	39
Костромская ГРЭС	220	1970	4x400; 2x32; 1x63	1 727 МВА	42	52	56

Перечень ПС напряжением 110 кВ энергосистемы Костромской области, их сводные данные и техническое состояние

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Количество трансформаторов и мощность, ед.хМВА	Мощность ПС, МВА	Нагрузка ПС по данным замеров, МВА	Степень загрузки при отключении трансформатора большей мощности	Техническое состояние	Срок службы, лет		
									на 2012	на 2022	на 2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Центральный РЭС											
1.	Александрово	110/35/10	1981	2х6,3	12,6	3,78	52,2	удовл.	31	41	45
2.	Аэропорт	110/35/6	1993	2х16	32	7,97	39,2	удовл.	19	29	33
3.	Василево	110/35/10	1979	2х10	20	2,41	26,8	удовл.	33	43	47
4.	Восточная-2	110/35/10	1977	2х25	50	6,89	26,5	удовл.	35	45	49
5.	Давыдовская	110/10	2009	2х25	50	11,89	47,6	удовл.	3	13	17
6.	СУ ГРЭС	110/35/6	1978/2016	2х16	32	6,43	40,2	хорошее	34/-	44/6	48/10
7.	Григорцево	110/10	1987	1х2,5	2,5	0,46	15,2	удовл.	25	35	39
8.	Калинки	110/35/10/6	1962	2х10; 1х1,6	21,6	6,31	63,1	удовл.	50	60	64
9.	Клементьево	110/10	1980	1х6,3	6,3	0,74	12,7	удовл.	32	42	46
10.	Кострома-1	110/6	2015	2х16	32	10,73	67,1	хорошее	-	7	11
11.	Кострома-3	110/35/6	1963/2016	2х16	32	10,9	68,1	хорошее	49/-	59/6	63/10
12.	КПД	110/35/10	2014	2х25	50	13,94	55,8	хорошее	-	8	12
13.	Кр. Поляна	110/35/10	1972	2х10	20	4,71	45,2	удовл.	40	50	54
14.	Красное	110/35/10	1982	2х16	32	14,51	90,7	удовл.	30	40	44
15.	Нерехта-1	110/35/6	1940	2х25	50	20,26	81,0	удовл.	72	82	86
16.	Нерехта-1	110/10	1980/2014	2х16	32	3,58	30,4	хорошее	32/-	42/8	46/12
17.	Нерехта-2	110/10/6	1973	1х10; 1х16	26	3,01	30,2	удовл.	39	49	53
18.	Строммашина	110/6	1974	2х40	80	11,29	22,6	удовл.	38	48	52
19.	Северная	110/6	1970	1х25; 1х20	45	16,69	83,5	удовл.	42	52	56
20.	Столбово	110/10	1990	1х10	10	0,81	8,1	удовл.	22	32	36
21.	Судиславль	110/10	1972	2х10	20	7,36	66,7	удовл.	40	50	54
22.	Сусанино	110/35/10	1987	2х10	20	3,17	37,9	удовл.	25	35	39
23.	Центральная	110/10/6	1989	2х25	50	18,99	76,0	удовл.	23	33	37
24.	Южная	110/35/10	1986	2х25	50	16,93	73,3	удовл.	26	36	40
25.	Восточная-1	110/6	2011	2х25	50	17,73	70,9	хорошее	1	11	15
Галичский РЭС											
26.	Буй (р) ¹	110/35/10	1963	1х10; 1х4	14	9,27	75,9	удовл.	49	59	63
27.	Буй (с)	110/10	1980	2х6,3	12,6	5,78	91,4	удовл.	32	42	46
28.	Елегино	110/10	1985	1х2,5	2,5	0,20	8,0	удовл.	27	37	41
29.	Западная	110/10	1992	2х10	20	5,56	55,6	удовл.	20	30	34
30.	Лопарево	110/10	1979	2х2,5	5	0,44	17,6	удовл.	33	43	47
31.	Луковцино	110/10	1988	1х2,5	2,5	0,54	22,0	удовл.	24	34	38
32.	Новая	110/35/10	1993	2х6,3	12,6	2,12	32,7	хорошее	19	29	33
33.	Орехово	110/35/10	1965	2х6,3	12,6	1,67	27,5	удовл.	47	57	61
34.	Солигалич	110/35/10	1986	2х10	20	5,51	55,1	удовл.	26	36	40

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
35.	Федоровское	110/10	1983	1x2,5	2,5	0,11	4,8	удовл.	29	39	43
36.	Чухлома	110/35/10	1965	2x6,3	12,6	4,56	72,4	удовл.	47	57	61
Нейский РЭС											
37.	Антропово (р)	110/35/10	1965	1x16;1x6,3	22,3	5,78	36,1	удовл.	47	57	61
38.	БХЗ	110/6/10	1971	2x25	50	1,59	6,4	удовл.	41	51	55
39.	Гусево	110/10	1981	1x2,5	2,5	0,41	16,4	удовл.	31	41	45
40.	Дьяконово	110/10	1977	1x2,5	2,5	0,37	9,6	удовл.	35	44	49
41.	Ильинское	110/35/10	1990	2x10	20	5,30	53,0	удовл.	22	32	36
42.	Кадый	110/35/10	1983	2x10	20	5,11	51,1	удовл.	29	39	43
43.	Макарьев	110/35/10	1967	2x10	20	8,22	82,2	удовл.	45	55	59
44.	Нея	110/35/27, 5/10	1966	2x40;1x6,3	86,3	29,21	73,0	удовл.	46	56	60
45.	Новинское	110/10	1988	1x2,5	2,5	0,19	8,8	удовл.	24	34	38
46.	Н-Полома	110/10	1976	1x2,5	2,5	0,98	39,2	удовл.	36	46	50
47.	Октябрьская	110/10	1978	1x2,5	2,5	0,70	26,8	удовл.	34	44	48
48.	Яковлево	110/35/10	1965	1x10	10	0,26	2,6	удовл.	47	57	61
Шарьинский РЭС											
49.	Вохма	110/35/10	1968	1x16;1x6,3	22,3	5,67	90,0	удовл.	44	54	58
50.	Гудково	110/10	1987	1x2,5	2,5	0,24	9,6	удовл.	25	35	39
51.	Никола	110/35/10	1991	1x6,3	6,3	0,37	7,3	удовл.	21	31	35
52.	Павино	110/35/10	1975	1x10;1x6,3	16,3	2,44	36,3	удовл.	37	47	51
53.	Промузел	110/6/6	1976	2x25	50	4,84	19,4	удовл.	36	46	50
54.	Пыщуг	110/35/10	1989	2x6,3	12,6	3,35	53,2	удовл.	23	33	37
55.	Рождественское ¹	110/35/10	1986	1x10; 1x4	14	2,00	20,0	хорошее	26	36	40
56.	Шарья (р)	110/35/6	1966	1x25; 1x20	45	17,94	89,7	удовл.	46	56	60
57.	Шекшема	110/10	1976	1x6,3	6,3	0,44	6,7	удовл.	36	46	50
58.	Шортюг	110/10	1968	1x6,3	6,3	0,53	8,4	удовл.	44	54	58
59.	Якшанга	110/10	1974	1x6,3	6,3	1,33	19,0	удовл.	38	48	52
Итого					1 371,9						

¹ Трансформатор 1x4 МВА напряжением 35 кВ.

Таблица № 40

Перечень ПС напряжением 35 кВ энергосистемы Костромской области,
их сводные данные и техническое состояние

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Количество трансформаторов и мощность, ед.хМВА	Мощность ПС, МВА	Техническое состояние	Срок службы, лет		
							на 2012	на 2022	на 2026
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Галичский РЭС									
1.	Степаново	35/10	1989	1x4	4	удовл.	23	33	37
2.	Пронино	35/10	1973	1x2,5; 1x4	6,5	удовл.	39	49	53
3.	Горбачево	35/10	1977	1x1	1	удовл.	35	45	49
4.	Калинино	35/10	1976	1x1	1	удовл.	36	46	50
5.	Судай	35/10	1965	2x1,6	3,2	удовл.	47	57	61
6.	Совета	35/10	1984	1x1	1	удовл.	28	38	42
7.	Починок	35/10	1965	1x4	4	удовл.	47	57	61
8.	Петровское	35/10	1978	1x1,6	1,6	удовл.	34	44	48
9.	Панкратово	35/10	1965	1x1	1	удовл.	47	57	61

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10.	Куземино	35/10	1986	1x1,6	1,6	удовл.	26	36	40
11.	Толтуново	35/10	1982	2x2,5	5	удовл.	30	40	44
12.	Кабаново	35/10	1983	2x2,5	5	удовл.	29	39	43
13.	Березовец	35/10	1975	1x2,5	2,5	удовл.	37	47	51
14.	Дьяконово	35/10	1974	2x1	2	удовл.	38	48	52
15.	Дор	35/10	1975	2x1,6	3,2	удовл.	37	47	51
16.	Шушкодом	35/10	1964	2x1	2	удовл.	48	58	62
17.	Галичская ПТФ	35/10	1977	2x4	8	удовл.	35	45	49
18.	Левково	35/10	1992	1x1,6	1,6	удовл.	20	30	34
19.	Кренево	35/10	1989	1x2,5	2,5	удовл.	23	33	37
20.	Семеновское	35/10	1991	1x1,6	1,6	удовл.	21	31	35
21.	Химик	35/10	2003	1x3,2	3,2	удовл.	9	19	23
22.	Ликурга	35/10	1963	1x1,8; 1x1,6	3,4	удовл.	49	59	63
Костромской РЭС									
23.	Андреевское	35/10	1979	1x1,6	1,6	удовл.	33	43	47
24.	Попадьино	35/10	1990	1x1,6	1,6	удовл.	22	32	36
25.	Стоянково	35/10	1977	1x1,6	1,6	удовл.	35	45	49
26.	Раслово	35/10	1983	1x2,5	2,5	удовл.	29	39	43
27.	Новинки	35/10	1957	1x1,8	1,8	удовл.	55	65	69
28.	Адищево	35/10	1967	1x4	4	удовл.	45	55	59
29.	Сандогора	35/6	1977	1x1	1	удовл.	35	45	49
30.	Гридино	35/10	1995	1x1,8	1,8	удовл.	17	27	31
31.	Прискоково	35/10	1964	1x2,5	2,5	удовл.	48	58	62
32.	Рудино	35/10	1973	1x2,5	2,5	удовл.	39	49	53
33.	Чапаево	35/10	1976	2x2,5	5	удовл.	36	46	50
34.	Калининская	35/10	1982	2x2,5	5	удовл.	30	40	44
35.	Сущевое	35/10	1972	2x4	8	удовл.	40	50	54
36.	Минское	35/10	1981	2x2,5	5	удовл.	31	41	45
37.	Борщино	35/10	1979	2x4	8	удовл.	33	43	47
38.	Исаево	35/10	1973	2x4	8	удовл.	39	49	53
39.	Островское	35/10	2008	2x2,5	5	удовл.	4	14	18
40.	Игодово	35/10	1989	2x1,6	3,2	удовл.	23	33	37
41.	Апраксино	35/10	1985	2x2,5	5	удовл.	27	37	41
42.	Ильинское ЦСП	35/10	1985	2x2,5	5	удовл.	27	37	41
43.	Сухоногово	35/10	1971	1x4; 1x3,2	7,2	удовл.	41	51	55
44.	Владычное	35/10	1982	2x1,6	3,2	удовл.	30	40	44
45.	Клеванцово	35/10	1974	2x1,6	3,2	удовл.	38	48	52
46.	Саметь	35/6	1973	1x4; 1x1,6	5,6	удовл.	39	49	53
47.	Байдарка	35/6	1970	2x6,3	12,6	удовл.	42	52	56
48.	Коркино	35/10	1972	2x2,5	5	удовл.	40	50	54
49.	Мисково	35/6	2008	2x1,8	3,6	удовл.	4	14	18
50.	Кузьмищи	35/10	1988	2x1,6	3,2	удовл.	24	34	38
51.	Кузнецово	35/10	1961	2x2,5	5	удовл.	51	61	66
52.	Горьковская	35/10	1986	2x1,6	3,2	удовл.	26	36	40
53.	Никольское	35/6	1972	2x4	8	удовл.	40	50	54
54.	ЭМЗ	35/6	1964	1x1,6; 1x1	2,6	удовл.	48	58	62
55.	Караваяево	35/10	1962	2x6,3	12,6	удовл.	50	60	64
56.	Волжская	35/6	1981	2x4	8	удовл.	31	41	45
57.	Сидоровская	35/6	1982	1x4; 1x2,5	6,5	удовл.	30	40	44
58.	Воронье	35/10	1969	2x1,8	3,6	удовл.	43	53	57
59.	Татарское	35/10	1985	2x1,6	3,2	удовл.	27	37	41
60.	Чернево	35/10	1968	2x1,8	3,6	удовл.	44	54	58
Нейский РЭС									
61.	Горчуха	35/10	1972	2x2,5	5	удовл.	40	50	54

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
62.	Окулово	35/10	1977	1x1,6	1,6	удовл.	35	45	49
63.	Завражье	35/10	1989	1x1,6	1,6	удовл.	23	33	37
64.	Чернышево	35/10	1973	1x4	4	удовл.	39	49	53
65.	Екатеринкино	35/10	1991	2x1,6	3,2	удовл.	21	31	35
66.	Унжа	35/10	1978	1x1; 1x1,6	2,6	удовл.	34	44	48
67.	Нежитино	35/10	2018	1x1,6	1	удовл.	25	4	8
68.	Николо-Макарово	35/10	1969	1x1,6	1,6	удовл.	43	53	57
69.	Тимошино	35/10	1967	2x1	2	удовл.	45	55	59
70.	Якимово	35/10	1987	1x1,6; 1x2,5	4,1	удовл.	25	35	39
71.	Макарьев-2	35/10	1978	2x4	8	удовл.	34	44	48
72.	Филино	35/10	1968	1x1,6	1,6	удовл.	44	54	58
73.	Георгиевское	35/10	2008	2x2,5	5	удовл.	4	14	18
74.	Овсянниково	35/10	1990	2x1,6	3,2	удовл.	22	32	36
75.	Черменино	35/10	1967	1x1,6	1,6	удовл.	45	55	59
76.	Кологрив	35/10	1965	2x4	8	удовл.	47	57	61
77.	Медведица	35/10	1973	1x2,5	2,5	удовл.	39	49	53
78.	Сосновка	35/10	1966	1x1,6; 1x2,5	4,1	удовл.	46	56	60
79.	Слобода	35/10	1976	1x2,5	2,5	удовл.	36	46	50
80.	Кужбал	35/10	1967	1x2,5	2,5	удовл.	45	55	59
81.	Вожерово	35/10	1992	2x1,6	3,2	удовл.	20	30	34
82.	Парфеньево	35/10	1991	2x4	8	удовл.	21	31	35
83.	Матвеево	35/10	1967	1x1,8; 1x4	5,8	удовл.	45	55	59
84.	Легитово	35/10	1973	1x2,5	2,5	удовл.	39	49	53
85.	Котельниково	35/10	2008	1x1	1	удовл.	4	14	18
86.	Палкино	35/10	1966/ 2018	1x2,5; 1x1,8	4,3	удовл.	46	56/4	60/8
87.	Словинка	35/10	2008	2x1,6	3,2	удовл.	4	14	18
Шарьинский РЭС									
88.	Пищевка	35/10	1989	1x1	1	удовл.	23	33	37
89.	Хорошая	35/10	1974	1x2,5	2,5	удовл.	38	48	52
90.	Головино	35/10	1980	1x1	1	удовл.	32	42	46
91.	Одоевское	35/10	1989	2x1,6	3,2	удовл.	23	33	37
92.	Леденгск	35/10	1979	1x4; 1x1,6	5,6	удовл.	33	43	47
93.	Лапшино	35/10	1986	2x2,5	5	удовл.	26	36	40
94.	Спасс	35/10	1970	1x1,6; 1x2,5	4,1	удовл.	42	52	56
95.	Талица	35/10	1973	1x1,6	1,6	удовл.	39	49	53
96.	Центральная	35/6	1984	2x10	20	удовл.	28	38	42
97.	Соловецкое	35/10	1974	1x1,6	1,6	удовл.	38	48	52
98.	Ильинское ШСП	35/10	1983	1x1,6	1,6	удовл.	29	39	43
99.	Заветлужье	35/10	1974	1x1,6	1,6	удовл.	38	48	52
100.	Забегасво	35/10	1988	1x1,6	1,6	удовл.	24	34	38
101.	Луптюг	35/10	1975	1x2,5	2,5	удовл.	37	47	51
102.	Боговарово	35/10	1981	1x4; 1x2,5	6,5	удовл.	31	41	45
103.	Конеево	35/10	1965	1x1,6	1,6	удовл.	47	57	61
104.	Катунино	35/10	1981	1x2,5	2,5	удовл.	31	41	45
105.	Кривячка	35/10	1963	1x1; 1x1,6	2,6	удовл.	49	59	63
106.	Николо-Шанга	35/10	1977	1x1,6; 1x2,5	3,2	удовл.	35	45	49

**Перечень тяговых подстанций напряжением 110 кВ энергосистемы
Костромской области, их сводные данные и техническое состояние**

№ п/п	Наименование	Класс напряжения, кВ	Год ввода	Количество трансформаторов и их мощность, ед.хМВА	Мощность ПС, МВА	Техническое состояние	Срок службы, лет		
							на 2012	на 2022	на 2026
1.	Космынино (т)	110/35/10	1983	2х16	32	удовл.	29	39	43
2.	Буй (т)	110/27,5/10	1968	2х40	80	удовл.	44	54	58
3.	Галич (т)	110/27,5/10	1969	2х40	80	удовл.	43	53	57
4.	Антропово (т)	110/27,5/10	1965	2х40	80	удовл.	47	57	61
5.	Шарья (т)	110/27,5/6	1969	2х40	80	удовл.	43	53	57
6.	Поназырево (т)	110/27,5/10	1969	2х40	80	удовл.	43	53	57
Итого					432				

Для объектов, введенных после 1 января 2002 года, согласно письму Министерства финансов Российской Федерации от 28 февраля 2002 года № 16-00-14/75 срок полезного использования определяется в соответствии с нормами амортизационных отчислений, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 1 января 2002 года № 1 «О классификации основных средств, включаемых в амортизируемые группы», в соответствии с которым для начисления амортизации установлен максимальный срок службы ЛЭП на металлических и железобетонных опорах – 15 лет, ПС – 20 лет.

61. В таблицах № 42 – 45 представлены возрастные характеристики ЛЭП и оборудования ПС.

Таблица № 42

**Срок эксплуатации существующих ВЛ напряжением 110 кВ
по состоянию на 2012, 2022, 2026 годы**

Срок эксплуатации	На 2012 год		На 2022 год		На 2026 год	
	длина, км	в % к общей длине	длина, км	в % к общей длине	длина, км	в % к общей длине
До 30 лет	796,4	37,7	450,0	19,7	375,7	16,5
30 лет и выше	1244,0	58,9	1694,8	74,3	1263,6	55,4
в том числе:						
30 – 40 лет	304,9	14,4	582,0	25,5	353,9	15,5
40 – 50 лет	810,5	38,4	287,2	12,6	384,1	16,8
50 – 60 лет	128,7	6,1	825,6	36,2	525,6	23,0
60 лет и выше	22,4	1,1	136,2	6,0	641,7	28,1

Как видно из таблицы № 42, на 2012 год порядка 7% от общей длины существующих линий 110 кВ в Костромской области имели срок службы 50 и более лет, при этом к 2026 году протяженность таких линий составит порядка 51%.

Таблица № 43

**Срок эксплуатации существующих ВЛ напряжением 220 кВ и выше
по состоянию на 2012, 2022, 2026 годы**

Срок эксплуатации	На 2012 год		На 2022 год		На 2026 год	
	длина, км	в % к общей длине	длина, км	в % к общей длине	длина, км	в % к общей длине
До 30 лет	530,3	45,9	148,4	12,8	148,4	12,8
30 лет и выше	625,5	54,1	1010,2	87,2	1010,2	87,2
в том числе:						
30 – 40 лет	450,3	39,0	384,6	33,2	174,0	15,0
40 – 50 лет	175,2	15,1	452,3	39,0	417,1	36,0
50 – 60 лет	0		173,3	15,0	419,1	36,2

Таблица № 44

**Состояние парка трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ
по состоянию на 2012, 2022, 2026 годы**

Срок службы трансформаторов	На 2012 год		На 2022 год		На 2026 год	
	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности
Менее 16 лет	100,0	5,7	234,0	13,0	184,0	10,2
16 – 25 лет	168,5	9,6	0	-	50,0	2,8
Более 25 лет	1 483,0	84,7	1 569,9	87,0	1 569,9	87,0

Таблица № 45

**Состояние парка трансформаторов с высшим напряжением 220 кВ и выше
по состоянию на 2012, 2022, 2026 годы**

Срок службы трансформаторов	На 2012 год		На 2022 год		На 2026 год	
	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности	общая мощность трансформаторов, МВА	в % к общей мощности
Менее 16 лет	765,0	8,7	0	0	0	
16 – 25 лет	801,0	9,1	765,0	8,7	765,0	8,7
Более 25 лет	7 207,0	82,2	8 009,0	91,3	8 009,0	91,3

Как видно из таблицы № 44, на 2012 год порядка 85% установленной трансформаторной мощности на ПС с напряжением 110 кВ обеспечивалось трансформаторами со сроком службы 25 и более лет, а к 2026 году данный показатель составит уже 87%.

Морально устаревшее электротехническое оборудование, находящееся в эксплуатации и имеющее высокую степень износа, вызывает необходимость ежегодного увеличения эксплуатационных затрат, а также затрат на ремонтные работы, что снижает эффективность функционирования распределительного электросетевого комплекса. Также высокий уровень износа сетевого оборудования и оборудования подстанций снижает надежность электроснабжения потребителей региона.

62. Для решения обозначенных проблем с целью определения необходимых объемов технического перевооружения и реконструкции рекомендуется проведение комплексного технического аудита и диагностики технического состояния распределительных сетевых объектов.

Техническое состояние сети 110 кВ и выше оценивается в целом удовлетворительно, хотя более 87% подстанций и около 7% линий ВЛ 220 кВ и выше отработали нормативный срок службы.

В 2020 году выполнена реконструкция ПС 220 кВ Мантурово с заменой автотрансформатора АТ-1 125 МВА на автотрансформатор аналогичной мощности.

63. Основные сведения о генерирующих компаниях, действующих на территории Костромской области, приведены в главе 8.

Характеристика генераторов, установленных на Костромской ГРЭС, представлена в таблице № 46.

Таблица № 46

Параметры генераторов Костромской ГРЭС

Ст. №	Тип генератора	Год ввода	Sном, МВА	Pном, МВт	cosφ	Uном, кВ	Qmax ^{<*>} , Мвар	Qmin ^{<*>} , Мвар
ТГ-1	ТВВ-320-2	1969	352	300	0,85	20	180	-80
ТГ-2	ТВВ-350-2У3	1969/1995 ^{<*>}	411,77	350	0,85	20	235	-120
ТГ-3	ТВВ-320-2	1970	352	300	0,85	20	180	0
ТГ-4	ТВВ-350-2У3	1970/2006 ^{<*>}	411,77	350	0,85	20	235	-100
ТГ-5	ТВВ-320-2У3	1971/2007 ^{<*>}	352	300	0,85	20	180	-80
ТГ-6	ТВВ-320-2	1972	352	300	0,85	20	180	0
ТГ-7	ТВВ-350-2У3	1972/2017 ^{<*>}	411,77	350	0,85	20	230	-128
ТГ-8	ТВВ-350-2У3	1973/2019 ^{<*>}	411,77	350	0,85	20	230	-135
ТГ-9	ТВВ-1200-2У3	1980/1991 ^{<*>}	1330	1 200	0,9	24	580	100

<*> Дата ввода генератора в эксплуатацию после реконструкции.

<*> Значения Qmax и Qmin при номинальной активной мощности генератора (300 МВт для ТГ-1-8 и 1200 МВт для ТГ-9) в соответствии с утвержденным 12.02.2020 Филиалом АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ «Положением по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ».

В таблице № 47 приведены параметры генераторов, установленных на ТЭЦ ПАО «ТГК-2» г. Кострома.

**Параметры генераторов, установленных на ТЭЦ ПАО «ТГК-2» г. Кострома
и МУП «Шарьинская ТЭЦ»**

№ п/п	Станция	Ст. №	Тип генера-тора	Год вво-да	п, об/мин	Шном, МВА	Рном, МВт	Qмин, Мвар	Qмакс, Мвар	Uном, кВ	Cosφ
1.	Костромская ТЭЦ-1	2	T2-12-2	1976	3 000	15	12 (9)	0	9,64	6,3	0,8
2.	Костромская ТЭЦ-1	5	T2-12-2	1965	3 000	15	12 (6,8)	0	9,64	6,3	0,8
3.	Костромская ТЭЦ-1	6	T2-12-2	1966	3 000	15	12 (9)	0	9,64	6,3	0,8
4.	Костромская ТЭЦ-2	ТГ-1	ТВФ-63-2	1974	3 000	78,75	63 (60)	-13	48	6,3	0,8
5.	Костромская ТЭЦ-2	ТГ-2	ТВФ-120-2	1976	3 000	125	100 (110)	-25	74	10,5	0,8
6.	Шарьинская ТЭЦ	ТГ № 1	T2-6-2	1965	3 000	7,5	6 (3)	0	5,35	6,3	0,8
7.	Шарьинская ТЭЦ	ТГ № 2	T2-6-2	1966	3 000	7,5	6	0	4,5	6,3	0,8
8.	Шарьинская ТЭЦ	ТГ № 3	T-12-2	1979	3 000	15	12	0	9	6,3	0,8

64. Необходимо оценить и проанализировать технологические потери мощности и электроэнергии, которые возникают при передаче электроэнергии по электрическим сетям 110 кВ и выше энергосистемы Костромской области, за исключением потерь, вызванных погрешностью системы учета электроэнергии.

В таблицах № 48, 49 представлены данные о потерях мощности и электроэнергии в электрических сетях напряжением 110 кВ энергосистемы Костромской области в 2016 – 2020 годы.

Таблица № 48

Потери мощности в сетях напряжением 110 кВ

Год	Нагрузка, МВт	Потери, МВт	Доля потерь, %
2016	336	8,44	3,0
2017	335	8,44	3,0
2018	343	8,31	2,9
2019	312	9,05	2,9
2020	294	7,99	2,7

Таблица № 49

Потери электроэнергии в сетях напряжением 110 кВ

Год	Электропотребление, млн. кВт·ч	Потери, млн. кВт·ч	Доля потерь, %
2016	2 376,92	64,86	3,0
2017	2 406,52	65,63	3,0
2018	2 433,47	64,47	2,9
2019	2 213,31	63,47	2,9
2020	2 087,57	56,71	2,7

В таблице № 50 представлена структура технических потерь мощности в электрической сети 110 кВ энергосистемы Костромской области.

Таблица № 50

Структура технических потерь мощности в электрической сети
110 кВ энергосистемы Костромской области

Составляющие технических потерь		Потери мощности, МВт
Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго»	Нагрузочные потери:	8,45
	в трансформаторах 110 кВ	0,44
	в ВЛ 110 кВ	8,01
	Потери ХХ в трансформаторах	1,93
Всего		10,37

Потери электроэнергии в сетях 110 кВ составляют порядка 65 млн. кВт·ч, или 1,9% от электропотребления энергосистемы.

Раздел II. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы
Костромской области

65. Районы с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений в энергосистеме Костромской области отсутствуют. Объекты электроэнергетики, не соответствующие требованиям нормативно-технической документации (далее – НТД), и по которым необходима замена или модернизация существующего оборудования определяются рядом факторов. К наиболее распространенным следует отнести то, что схемы присоединения к сети электросетевых объектов в отдельных случаях не соответствуют требованиям нормативных документов. Другим фактором является неудовлетворительное состояние отдельных линий и подстанций.

В энергосистеме Костромской области в эксплуатации имеются подстанции, на трансформаторах которых отсутствует переключающее устройство регулирования под нагрузкой (далее – РПН).

Перечень объектов электроэнергетики, не соответствующих требованиям НТД, и по которым необходима замена или модернизация существующего оборудования 35 кВ и выше на территории Костромской области приведена в таблице № 51.

В соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем, утвержденными приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30 июня 2003 года № 281 «Об утверждении Методических рекомендаций по проектированию развития энергосистем» (далее – Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем), ПС 110 кВ рекомендуется выполнять двухтрансформаторными.

Перечень объектов электроэнергетики,
не соответствующих требованиям НТД, и по которым необходима замена
или модернизация существующего оборудования 35 кВ и выше

№ п/п	Объекты электроэнергетики, не соответствующие требованиям НТД, и по которым требуется замена или модернизация существующего оборудования	Мероприятия	Год реализации	Обоснование необходимости нового строительства, реконструкции и технического перевооружения
1.	Неудовлетворительное техническое состояние силового оборудования и строительной части ПС 110 кВ Нерехта-1	Комплексная реконструкция ПС 110 кВ Нерехта-1 с заменой оборудования (6, 10, 35, 110 кВ) и строительной части, без замены силовых трансформаторов 110 кВ 2×25 МВА + 2×16 МВА	2024	Акт общего технического осмотра зданий и сооружений по состоянию на 29.09.2017 г.

Большая часть схем распределительных устройств (далее – РУ) напряжением 110 кВ выполнена по упрощенным схемам (№ 110 - 4) на отделителях и короткозамыкателях, морально устаревших, и их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. Для приведения схем ОРУ 110 кВ существующих подстанций в соответствие со СТО № 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальных электрических распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения», утвержденным приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20 декабря 2007 года № 441, при выполнении реконструкции, расширения или технического перевооружения на ПС 110 кВ, где в схеме первичных соединений установлены отделители и короткозамыкатели, рекомендуется произвести их замену на элегазовые выключатели.

В Методических рекомендациях по проектированию развития энергосистем указывается:

1) присоединять не более трех промежуточных подстанций к одноцепной ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием, а к двухцепной – не более пяти;

2) применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промышленных узлов, промышленных предприятий с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ могут быть присоединены до трех подстанций.

Отклонения от указанных рекомендаций снижают надежность электроснабжения потребителей.

Так, например, при ремонте ВЛ 110 кВ Вохма – Павино и отключении ВЛ 110 кВ Поназырево – Никола потребители ПС 110 кВ (ПС 110 кВ Вохма, ПС 110 кВ Никола, ПС 110 кВ Шортюг, ПС 110 кВ Гудково) остаются без питания.

Аналогично при ремонте ВЛ 110 кВ Борок – Елегино и отключении ВЛ 110 кВ Галич (р) – Чухлома потребители ПС 110 кВ Елегино, Солигалич, Федоровское, Чухлома, Луковцино остаются без питания.

Основным питающим центром энергосистемы Костромской области является Костромская ГРЭС, обеспечивающая электроснабжение не только потребителей Костромской, но и Ивановской, Ярославской, Владимирской, Московской, Нижегородской областей.

Передача мощности в район города Костромы осуществляется по трем ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь I и II цепи и по ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Кострома-2. Собственная генерация района составляет приблизительно 200 МВт в зимний период и 65 МВт в летний период и обеспечивается за счет генерации Костромской ТЭЦ-1 и Костромской ТЭЦ-2. Приблизительно 50% мощности, передаваемой по ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь I и II цепи, является транзитной в энергосистему Ярославской области и играет существенную роль в балансе.

Электроснабжение потребителей северо-западной части энергосистемы Костромской области осуществляется от Костромской ГРЭС по ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь I и II цепи, ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Кострома-2, ВЛ 220 кВ Мотордеталь – Борок, ВЛ 220 кВ Кострома-2 – Галич (р).

Электроснабжение потребителей северо-восточной части осуществляется от ПС 500 кВ Звезда по ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Звезда и ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка и в ремонтных режимах в сети 500 кВ от ПС 220 кВ Мантурово по ВЛ 220 кВ Рыжково – Мантурово.

В нормальном режиме пропускной способности сетей 110 кВ и выше достаточно для обеспечения передачи мощности в необходимых объемах.

Энергосистема Костромской области является транзитной. Транзитные перетоки оказывают влияние на режимы работы оборудования энергосистемы.

Электроснабжение ПС 110 кВ КПД и ПС 110 кВ СУ ГРЭС осуществляется от энергосистемы Ивановской области по ВЛ 110 кВ Приволжская I и II цепь.

Подстанции, ремонт оборудования которых производится с полным погашением потребителей: ПС 110 кВ Октябрьская и ПС 110 кВ Шекшема.

В настоящее время появление вышеперечисленных режимов исключается при составлении планов ремонтов и проведении ремонтной кампании. Для предотвращения и ликвидации технологических нарушений в подобных режимах применяются схемно-режимные мероприятия, заключающиеся в делении сети в определенных точках (что приводит к

снижению надежности схемы в целом), устройства противоаварийной автоматики, а в отдельных случаях – графики аварийного ограничения.

Части энергосистемы Костромской области, в которых ликвидация отклонений от допустимых пределов электрического режима производится действием противоаварийной автоматики, не требуют скорейшего решения по усилению сети. Но при подключении энергоемких потребителей потребуется подключение электрических сетей к дополнительным источникам электрической мощности на напряжение 220 – 500 кВ.

66. Ограничений на технологическое присоединение потребителей к отдельным частям энергосистемы нет. Однако присоединение крупных и энергоемких потребителей в некоторых частях энергосистемы и к отдельным подстанциям потребует выполнения схемных решений и подведения данных потребителей под отключение действиями противоаварийной автоматики и включения их в графики аварийного ограничения потребления.

К таким районам и подстанциям можно отнести:

1) северо-западную часть энергосистемы Костромской области: ПС 220 кВ Борок, ПС 110 кВ Буй (т), ПС 110 кВ Буй (р), ПС 110 кВ Буй (с), ПС 110 кВ Западная, подстанции транзита 110 кВ Борок - Солигалич - Чухлома - Галич;

2) северо-восточную часть энергосистемы Костромской области;

3) ПС 110 кВ КПД и ПС 110 кВ СУ ГРЭС, питание которых осуществляется от энергосистемы Ивановской области;

4) ПС 220 кВ Мантурово, ПС 110 кВ Нея, ПС 110 кВ Шарья (р), ПС 110 кВ Шарья (т), ПС 110 кВ Поназырево (т), РП 110 кВ Заря, ПС 110 кВ Промузел, ПС 110 кВ Кроностар.

67. Допустимые уровни напряжения в нормальных, ремонтных и аварийных режимах обеспечиваются за счет:

1) регулирования реактивной мощности, вырабатываемой Костромской ГРЭС и Костромской ТЭЦ-2;

2) регулирования РПН автотрансформаторов ПС 220 кВ Мотордеталь, ПС 220 кВ Кострома-2, ПС 220 кВ Борок, ПС 220 кВ Галич, ПС 220 кВ Мантурово, ПС 500 кВ Звезда;

3) батарей статических конденсаторов 110 кВ (БСК) ПС 220 кВ Мантурово, ПС 110 кВ Шарья (р) и ПС 110 кВ Поназырево (т);

4) работы устройств автоматического ограничения снижения напряжения на ПС 500 кВ Звезда, ПС 220 кВ Мантурово, ПС 110 кВ Шарья (р), ПС 110 кВ Промузел, ПС 110 кВ Кроностар, ПС 110 кВ Поназырево (т).

На текущий момент источников реактивной мощности энергосистемы Костромской области достаточно для качественного регулирования напряжения во всех режимах работы энергосистемы.

С целью анализа режимной ситуации, которая сложилась в дни контрольных замеров 17 июня и 16 декабря 2020 года, в таблице № 52 представлены данные по потреблению мощности и генерации

электростанций энергосистемы Костромской области в часы контрольных замеров.

Таблица № 52

Потребление мощности и генерация электростанций
в дни контрольных замеров

Наименование	17.06.2020 г. 04-00	17.06.2020 г. 10-00	16.12.2020 г. 04-00	16.12.2020 г. 09-00
Потребление, МВт	290	430	393	521
Генерация, МВт	646	1 515	1 348	2 519

Как уже отмечалось выше, энергосистема Костромской области является транзитной. По сетям 110 кВ и выше передается в энергосистемы соседних областей порядка 2 000 МВт в зимний период и 1 000 МВт в летний период. Передача мощности напрямую зависит от выработки Костромской ГРЭС. В таблице № 53 приведены данные по передаче мощности в смежные энергосистемы. В зимний период суммарный переток мощности в смежные энергосистемы достигает около 79% от выработки Костромской ГРЭС, а летом – 70%.

Таблица № 53

Мощность, передаваемая в смежные энергосистемы (токовая нагрузка ЛЭП, соединяющих энергосистему Костромской области со смежными энергосистемами)

Смежная энергосистема	Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно-допустимый ток, А	Дата и время замера							
				17.06.2020 г. 04-00		17.06.2020 г. 10-00		16.12.2020 г. 04-00		16.12.2020 г. 09-00	
				А	%	А	%	А	%	А	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Энергосистема Кировской области	ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка	3хАС-330	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	отключена		отключена		225	11,3	326	16,3
	ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево с отпайкой на ПС Свеча	АС-120	390 при t=+25°C 503 при t=-5°C	отключена		отключена		отключена		отключена	
	ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево	АС-120	390 при t=+25°C 503 при t=-5°C	отключена		отключена		отключена		отключена	
Энергосистема г. Москвы и Московской области	КВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Загорская ГАЭС	3хАС-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	996	49,8	687	34,3	528	26,4	506	25,3
Энергосистема Владимирской области	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Владимирская	3хАС-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	635	31,8	691	34,6	121	6	620	31
Энергосистема Вологодской области	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Вологодская	3хАС-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	580	28,6	121	6	258	12,9	263	13
	ВЛ 110 кВ Никольск – Павино	АС-95	320 при t=+25°C 320 при t=-5°C	20	5,9	81	25,4	85	25,6	118	36
	ВЛ 110 кВ Буй (тяговая) – Вохтога (тяговая)	АС-150	315 при t=+25°C 315 при t=-5°C	202	45,3	11	3,8	отключена		отключена	
Энергосистема Нижегородской	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Луч	3хАСО-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	297	14,9	210	10,5	отключена		отключена	

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
области	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская	3хАС-400/51	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	309	15,5	212	10,6	324	16,2	448	22,4
	ВЛ 220 кВ Рыжково – Мантурово	АС-300	600 при t=+25°C 600 при t=-5°C	отключена		отключена		96	16,1	120	20
Энергосистема Ивановской области	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга I цепь	АС-400	825 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	57	6,9	285	34,6	168	16	344	41,7
	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга II цепь	АС-400	825 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	57	6,9	283	34,3	168	16	344	41,7
	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново I цепь	АС-400	825 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	102	12,3	315	38,2	отключена		отключена	
	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново II цепь	АС-400	825 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	101	12,2	313	38	271	26,1	505	61,2
	ВЛ 110 кВ Заволжск – Александрово	АС-120	300 при t=+25°C 300 при t=-5°C	7	2,5	12	4	12	2,1	6	1,5
	ВЛ 110 кВ Фурманов-1 – Клементьево	АС-120	375 при t=+25°C 484 при t=-5°C	28	7,5	16	4,2	16,8	3,5	56	15
	ВЛ 110 кВ Писцово – Нерехта-1 с отпайками	АС-120	375 при t=+25°C 484 при t=-5°C	39	11,3	74	22,1	24	5,6	16	4,8
Энергосистема Ярославской области	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Ярославская	АС-500	945 при t=+25°C 1 000 при t=-5°C	130	13,8	493	52,1	248	26,3	320	34
	ВЛ 220 кВ Мотордеталь – Тверицкая	АС-300	690 при t=+25°C 890 при t=-5°C	102	14,8	333	48,2	195	28,3	234	34
	ВЛ 110 кВ Халдеево – Буй (тяговая)	АС-120	390 при t=+25°C 503 при t=-5°C	40	10,3	95	24,5	18	4,6	51	13
	ВЛ 110 кВ Лютово – Нерехта-1	АС-120	337 при t=+25°C 435 при t=-5°C	27	8,1	167	49,5	89	26,4	112	33,4
	ВЛ 110 кВ Ярцево – Нерехта-1	АС-150	337 при t=+25°C 435 при t=-5°C	32	9,4	175	51,9	79	23,5	95	28,3

% - Загрузка ЛЭП в процентах по току.

68. Анализ режимной ситуации, сложившейся на день контрольного замера в 2020 году, показывает, что загрузка сети 110 кВ и выше и уровни напряжений находятся в пределах допустимых значений.

В таблицах № 54, 55 представлена загрузка автотрансформаторов и ВЛ 220-500 кВ энергосистемы Костромской области.

Таблица № 54

Загрузка автотрансформаторов энергосистемы Костромской области

№ п/п	Наименование	Установленная мощность, МВА	Номинальный ток, А	Дата и время замера							
				17.06.2020 г. 04-00		17.06.2020 г. 10-00		16.12.2020 г. 04-00		16.12.2020 г. 09-00	
				А	%	А	%	А	%	А	%
1.	Костромская ГРЭС	АТ-2 3х267	925	249	28	164	17	170	16	215	24
		АТ-4 3х267	925	318	36	192	20	214	20	275	31
2.	ПС 500 кВ Звезда	АТ-1 3х135	468	110	27	138	31	136	27	216	53
3.	ПС 220 кВ Мантурово	АТ-1 125	313	отключен		отключен		96	26	120	40
4.	ПС 220 кВ Мотордеталь	АТ-1 125	313	83	27	168	54	76	21	142	48
		АТ-2 125	313	63	20	128	41	76	21	140	47
5.	ПС 220 кВ Борок	АТ-1 125	314	22	8	62	22	45	13	58	20
		АТ-2 125	314	21	7	61	21	43	12	55	19
6.	ПС 220 кВ Галич	АТ-1 125	314	28	10	51	18	29	8	29	10
		АТ-2 125	313	32	11	56	20	33	9	33	11
7.	ПС 220 кВ Кострома-2	АТ-1 125	314	61	20	112	37	56	15	101	34
		АТ-2 90	226	58	26	116	60	55	22	95	36

Таблица № 55

Загрузка ВЛ 220-500 кВ энергосистемы Костромской области

№ п/п	Наименование ЛЭП	Марка провода	Длительно-допустимый ток, А	Дата и время замера							
				17.06.2020 г. 04-00		17.06.2020 г. 10-00		16.12.2020 г. 04-00		16.12.2020 г. 09-00	
				А	%	А	%	А	%	А	%
1.	ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Костромская АЭС	3хАСО-400	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	463	23,1	189	9,4	94,1	4,7	159	8
2.	ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Звезда	3хАС-330	2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C	188	9,4	214	10,7	182	9,1	137	6,9
3.	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь-1	АС-300	690 при t=+25°C 890 при t=-5°C	159	23,1	445	64,5	203	22,8	310	45
4.	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь-2	АС-300	710 при t=+25°C 915 при t=-5°C	102	14,4	301	42,4	209	22,8	319	45
5.	ВЛ 220 кВ Мотордеталь – Борок	АС-300	680 при t=+25°C 877 при t=-5°C	45	6,6	140	20,5	131	15	167	24,6
6.	ВЛ 220 кВ Борок – Галич	АС-300	710 при t=+25°C 915 при t=-5°C	29	4,1	22	3,2	50	5,5	64	9
7.	ВЛ 220 кВ Кострома – Галич	АС-300	600 при t=+25°C 600 при t=-5°C	32	4,6	90	15	0	0	0	0
8.	ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Кострома	АС-300	710 при t=+25°C 915 при t=-5°C	119	16,8	304	42,8	110	12	196	27,6

Раздел III. Основные направления развития электроэнергетики
Костромской области

Глава 16. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на
пятилетний период по Костромской области по данным АО «СО ЕЭС»

69. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность в Костромской области соответствует прогнозу, представленному в проекте схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2021 – 2027 годы (далее – Схема и программа развития ЕЭС России), и представлен в таблице № 56. Первым годом построения прогноза является 2021 год. В соответствии с базовым прогнозом, разработанным в начале текущего года системным оператором Единой энергетической системы (далее – АО «СО ЕЭС»), полное электропотребление в области в 2026 году составит 3 584 млн. кВт·ч.

Для целей построения прогноза данные Росстата адаптированы к уровням потребления электрической энергии, которые фиксирует АО «СО ЕЭС».

Таблица № 56

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность
в Костромской области по данным АО «СО ЕЭС»

Показатель	Годы					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Электропотребление, млн. кВт·ч	3 574	3 576	3 578	3 589	3 582	3 584
Среднегодовые темпы прироста, %		0,1	0,1	0,3	-0,2	0,1
Максимум нагрузки, МВт	613	614	614	614	615	615
Среднегодовые темпы прироста, %		0,2	0	0	0,2	0
Число часов использования максимума нагрузки, ч	5 830	5 824	5 827	5 845	5 824	5 828

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на период до 2026 года составлен с учетом анализа сценариев социально-экономического развития Костромской области и поступивших заявок на технологическое присоединение (таблица № 57).

В таблицах № 58, 59 представлены данные по максимуму нагрузки и электропотреблению крупных потребителей энергосистемы Костромской области за отчетный период и с перспективой до 2026 года.

Анализ таблицы № 58 показывает, что большое развитие имеет ОАО «Газпромтрубинвест», деятельность которого связана с производством стальных труб. Данный завод получает питание от ПС 110 кВ КПД.

Перечень заявок потребителей на технологическое присоединение к электрическим сетям

Тип объекта присоединения	Наименование объекта присоединения	Адрес объекта	Мощность энергопринимающих устройств, МВт	Период реализации	Категория надежности электро-снабжения	Центр питания	Примечание
Производственные нужды	ООО «Водоканалсервис» (станция второго подъема)	Костромская обл., Шарьинский р-н, г. Шарья, пгт. Ветлужский, ул. Центральная, д. 6А	0,6	2021	3	ПС 110 кВ Шарья (р)	Заключение договора ТП
Производственные нужды	ООО «Космол» (производственное здание)	г. Кострома, ул. Советская, д. 144А	0,63	2021	3	ПС 220 кВ Кострома-2	Заключен договор ТП

Прогноз электропотребления крупных потребителей энергосистемы Костромской области

Наименование предприятия	Месторасположение	Вид экономической деятельности	Электропотребление, млн. кВт·ч					
			2021	2022	2023	2024	2025	2026
Северная дирекция по энергообеспечению - Структурное Подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «Российские железные дороги»	Костромская область	Транспорт	402,9	403,1	403,4	403,6	403,6	403,6
ООО «СВИСС КРОНО»	г. Шарья, пос. Ветлужский, ул. Центральная, 4	Деревообработка	250,5	250,8	251,1	251,4	251,4	251,4
НАО «СВЕЗА Мантурово»	г. Мантурово, ул. Матросова, 26	Деревообработка	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9	20,9
АО «Галичский автокрановый завод»	г. Галич, ул. Гладышева, 27	Производство машин и оборудования	15,5	15,6	15,6	15,7	15,7	15,7
ОАО «Газпромтрубинвест»	г. Волгореченск, ул. Магистральная, 1	Производство стальных труб	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7	56,7
ООО «НОВ-Кострома»	г. Волгореченск	Завод по производству буровых установок	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4	8,4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
МУП «Коммунсервис» Костромского района	Костромской район, пос. Никольское, ул. Мира, д. 16	Производство и распределение тепловой энергии	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97	1,97
АО «Шувалово»	Костромской район, пос. Шувалово, ул. Рабочая, д. 1	Промышленное производство	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61	2,61
АО «Костромской силикатный завод»	г. Кострома, ул. Ярославская, д. 43	Промышленное производство	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38
ООО «ЛЕРУА МЕРЛЕН ВОСТОК»	Костромской район, Красносельское шоссе, д. 3	Торговый центр	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2

В таблице № 60 приведен максимум нагрузки потребителей, составляющих не менее 1% от общего объема электропотребления Костромской области, и иных потребителей, влияющих на режим работы энергосистемы Костромской области.

На основании данных АО «СО ЕЭС» и Росстата по полному электропотреблению региона разработан прогноз уровней электропотребления по отдельным отраслям экономики и бытовому сектору до 2026 года.

В таблице № 61 и на рисунке № 18 приведена структура потребления электрической энергии в Костромской области на 2021 – 2026 годы.

Таблица № 61

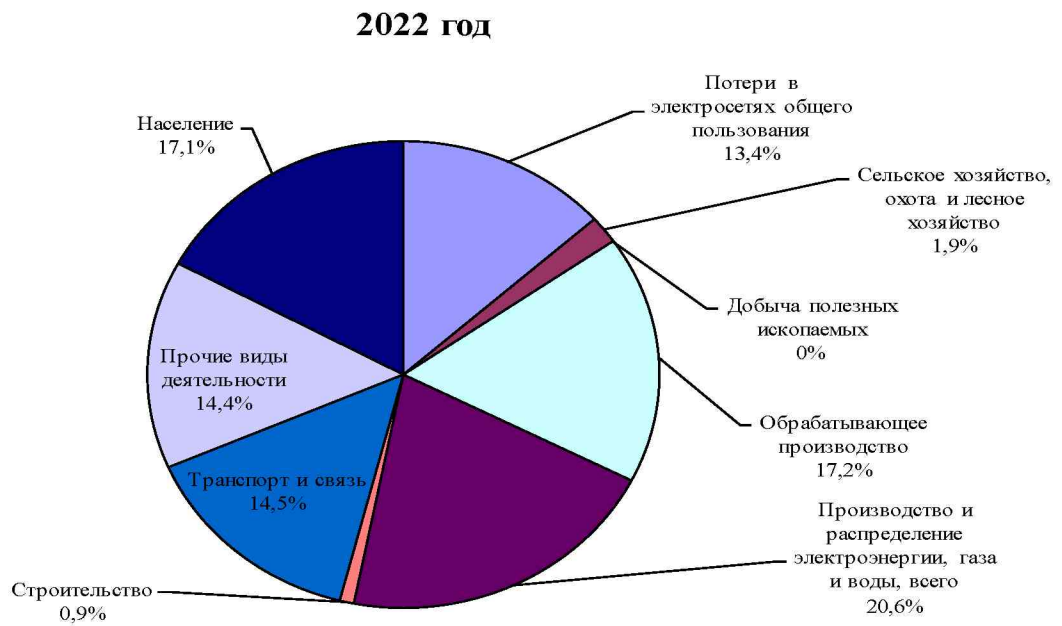
Структура потребления электрической энергии в Костромской области
на 2021 – 2026 годы, млн. кВт·ч

Наименование	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Всего потребления	3 574	3 576	3 578	3 589	3 582	3 584
Потери в электросетях общего пользования	475	479	480	481	476	476,5
Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	69	69,1	69,3	69,3	69,3	69,4
Добыча полезных ископаемых	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Обрабатывающее производство	664,5	615	615	622,6	617,3	621
Производство и распределение электроэнергии, газа и воды, всего, в том числе:	679	736	736	735	746	738
на собственные нужды электростанции	520	580	582	580	595	585
прочее	159	156	154	155	151	153
Строительство	32,5	31	31,6	32,2	32,2	32,5
Транспорт и связь	522,5	520	519	520	516	518
Прочие виды деятельности	519,4	514	514,6	516	513	514,5
Население	611,2	611	611,6	612	611,3	613,2

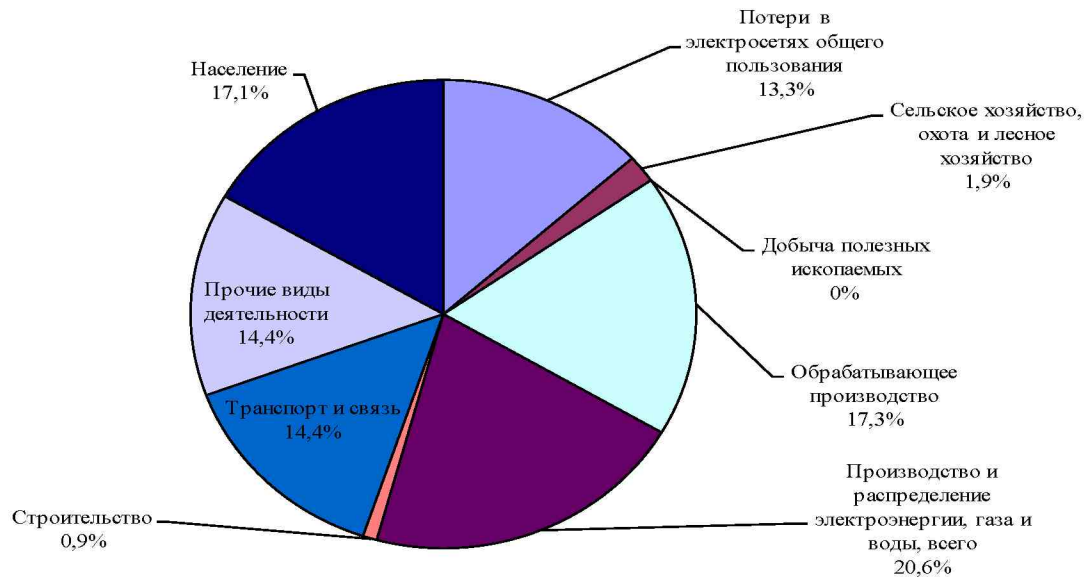
В соответствии с приведенными данными полное потребление электроэнергии в централизованной зоне Костромской области к 2026 году возрастет до 3 584 млн. кВт·ч, в 2021 – 2026 годах – на 0,3%. Конечное потребление электроэнергии достигнет 2 522,5 млн. кВт·ч, увеличившись по сравнению с 2020 годом на 73,7 млн. кВт·ч.

Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций останется на прежнем уровне порядка 600 млн. кВт·ч в связи с отсутствием ввода новых крупных генерирующих мощностей. Потери в электрических сетях к концу рассматриваемого периода изменятся незначительно.

Изменение структуры электропотребления Костромской области
(2022 и 2026 годы)



2026 год



Глава 17. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на пятилетний период по Костромской области по региональному варианту

70. Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность в Костромской области на период до 2026 года по региональному варианту представлен в таблице № 62. Прогноз составлен с учетом социально-экономического развития региона, поступивших заявок на технологическое присоединение, а также перспективных инвестиционных проектов, по которым не имеется заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям, представленных в таблице № 63.

Таблица № 62

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность в Костромской области по региональному варианту

Наименование показателя	Годы					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Электропотребление, млн. кВт·ч	3 574	3 580	3 600	3 720	3 900	4 200
Среднегодовые темпы прироста, %		0,2	0,6	3,3	4,8	7,7
Максимум нагрузки, МВт	613	616	625	647	682	732
Среднегодовые темпы прироста, %		1,6	1,5	3,5	5,4	7,3
Число часов использования максимума нагрузки, ч	5 830	5 812	5 760	5 750	5 718	5 738

Варианты энергоснабжения перспективных инвестиционных проектов, представленных в таблице № 63, будут определены при рассмотрении официальных заявок на технологическое присоединение, поданных в филиал ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго».

Перечень перспективных инвестиционных проектов,
по которым не имеется заявок на технологическое присоединение к электрическим сетям

№ п/п	Наименование проекта, вид деятельности	Объем производства	Месторасположение	Инвестор	Срок реализации проекта	Необходимая мощность, МВт
1	2	3	4	5	6	7
1.	Строительство цементного завода	2,7 млн. тонн цемента в год	Солигаличский район	Частный инвестор	2023-2025	30
2.	Создание индустриального парка «Волгореченский» [*]	Проектные мощности завода по производству труб – 200 тыс. тонн продукции в год, электрометаллургического завода – 1 млн. тонн продукции в год	Городской округ город Волгореченск	Хозяйственное партнерство «Индустриальный парк «Волгореченский»	2022 - 2026	125
3.	Развитие жилищного строительства	Уточняется	Костромской район, Бакшеевское сельское поселение	ООО «КФК Энерго»	2017-2023	9
4.	Строительству завода по производству OSB-плит	Проектная мощность до 600 тыс. куб. м OSB-плит в год	Костромская область, город Шарья	ООО «СВИСС КРОНО»	2021-2024	18
5.	Строительство деревообрабатывающего производства (МДФ плит)	Проектная мощность до 500 тыс. куб. м плит МДФ в год	Костромская область, Буйский район	Частный инвестор	2023-2025	5
6.	Расширение производственных мощностей по выпуску молочной продукции	Уточняется	Костромская область, Костромской район, пос. Крутик	ООО «Космол»	2021-2022	2
7.	Строительство второй площадки по глубокой	1 275 тонн	г. Кострома	ООО «Старт» (Мясной Гурман)	2022-2025	4

1	2	3	4	5	6	7
	переработке мяса в г. Костроме					
8.	Строительство отеля второй категории в городе Галиче	90 номеров	г. Галич	ООО «КосмосОтель Галич»	2021-2022	1,38

<*> В пределах рассматриваемого периода ожидается ввод мощностей порядка 50 МВт.

Глава 18. Прогноз потребления тепловой энергии на пятилетний период

71. Оценка перспективного теплоснабжения Костромской области осуществлялась на основе рассмотрения объема перспективного прироста нагрузок за счет развития жилищного сектора и реализации крупных инвестиционных проектов в промышленности. Основой для прогноза служили:

1) данные об освоении свободных площадок для жилищного строительства и государственная программа Костромской области «Стимулирование строительства жилья и обеспечение доступным и комфортным жильем граждан в Костромской области», утвержденная постановлением администрации Костромской области от 26 декабря 2013 года № 587-а «Об утверждении государственной программы Костромской области «Стимулирование строительства жилья и обеспечение доступным и комфортным жильем граждан в Костромской области» (далее – ГП по развитию жилищного строительства);

2) данные Росстата по регионам Российской Федерации по удельной теплоемкости производства целлюлозы, бумаги, картона и химико-термомеханической массы (ХТММ).

72. За основу при составлении прогноза по жилищному сектору принята перспективная динамика объемов жилищного фонда, приведенная в ГП по развитию жилищного строительства. Объем жилищного фонда – важнейший показатель, оказывающий влияние на энергопотребление населения. Принятые для прогноза значения объема изменения величины жилищного фонда Костромской области приведены в таблице № 64.

Таблица № 64

Общая площадь жилищного фонда и ввод в действие жилья
в Костромской области в 2015 – 2026 годах

Показатели	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Площадь жилищного фонда, млн. кв. м	17,3	17,4	17,6	17,8	18,0	18,3
Ввод в действие жилья, тыс. кв. м	322,3	309,2	310,2	196,9	211,8	247,0

Показатели	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Площадь жилищного фонда, млн. кв. м	18,5	18,7	18,9	19,2	19,5	19,7
Ввод в действие жилья, тыс. кв. м	227,0	224,0	226,0	257,0	257,0	260

С использованием информации об освоении свободных площадок для жилищного строительства был составлен перечень перспективных проектов развития жилищно-коммунального хозяйства.

Точные сроки реализации рассмотренных проектов установить невозможно, ввод в эксплуатацию новых жилых домов и объектов сферы

услуг микрорайонов «Новый город», «Клюшниково» и «Агашкина гора» планируется выполнить в полном объеме к 2026 году. Строительство и ввод ряда проектов будет находиться за пределами 2026 года.

С учетом этого принято, что к концу рассматриваемого периода будет введено около 1 450 тыс. кв. м жилья. Детализация объемов ввода жилья по годам реализации проектов представлена в таблице № 65.

В таблице № 65 можно увидеть, что итоговая оценка прироста объемов жилья соответствует аналогичным данным, принятым для общего прогноза потребления тепловой энергии по территории Костромской области на основе данных ГП по развитию жилищного строительства, приведенных в таблице № 66.

По ряду представленных в таблице № 65 проектов выполнены прогнозные оценки тепловых нагрузок, в составе которых кроме площади жилых зданий были учтены площади новой социальной инфраструктуры и предприятий бытового обслуживания.

Показатели удельного теплотребления строящихся объектов оценены для Костромской области в размере 56 ккал/ч на кв. м для жилых зданий и 72,8 ккал/ч на кв. м для общественных зданий.

Таблица № 65

Детализация объемов ввода жилья по годам реализации проектов в Костромской области

№ п/п	Название проекта участка застройки	Объемы жилья, тыс. кв. м	Объем ввода жилья по годам, тыс. кв. м				
			2022	2023	2024	2025	2026
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	«Агашкина гора-1» (ул. Магистральная)	194,8	12	16	35	60	25,4
2.	пос. Волжский	113,5	21	25	31	0	0
3.	дер. Каримово	52,6	0	7	9	14	22,6
4.	мкр-н «Солоница»	24,8	6	6	7,8	0	0
5.	мкр-н «Новый город»	120	64	32	0	0	0
6.	хутор Чернигино	85	24,1	27	0	0	0
7.	«Агашкина гора-2» (ул. Магистральная- Волгореченское шоссе)	305,3	0	12	35,7	44	50
8.	мкр-н «Паново-2»	110	16	18	19	22	23
9.	Каравасово (между ТЦ «Коллаж» и пос. Каравасово)	855,6	0	4,3	9	13	24
10.	дер. Подолец	41,5	13	16,5	0	0	0
11.	дер. Становщиково	160	4	11	14	19	22
12.	дер. Коряково («Агротехнопарк»)	223	0	8	15	20	24
13.	дер. Клюшниково	322,3	40	50	50	50	50
14.	мкр-н № 11 в г. Волгореченске	29,5	4,7	4,7	6,2	0	0
15.	пос. Апраксино	4,6	0	0	0	0	0
16.	с. Шунга	3,7	0	0	0	0	0
17.	мкр-н «Жужелино»,	12	4	0	0	0	0

1	2	3	4	5	6	7	8
	г. Кострома						
18.	пос. Шувалово	15,2	5,2	5	5	0	0
19.	дер. Стрельниково	9,2	3	3	3,2	0	0
20.	дер. Петрилово	8	0	0	2	3	3
21.	дер. Пустошки	1,8	0	0	0	0	0
22.	Жилая застройка, ограниченная ул. Индустриальной – Кинешемским шоссе и пос. Каравасво	90,9	0	5,5	8	12	16
23.	Квартал застройки в г. Мантурово по ул. Нагорной	17	4,2	4,2	5,6	0	0
24.	мкр-н «Южный» по ул. Восточной в г. Нерехте	2,3	0	0	0	0	0
25.	Квартал застройки мкр-н «Южный» по ул. Южной в г. Нерехте	4,5	1,5	1,5	1,5	0	0
26.	Квартал застройки в р-не дер. Осипово в г. Шарье	3,3	1,3	1,3	0	0	0
	Итого	2 810,4	224	226	257	257	260

Перечень земельных участков для жилищного строительства в Костромской области представлен в приложении № 1 к настоящей схеме и программе.

В таблице № 66 представлен альтернативный расчет тепловых нагрузок для рассматриваемых проектов, выполненный с использованием приведенных выше оценок удельного теплопотребления.

Увеличение потребности Костромской области в тепловой энергии за счет ввода новых жилых зданий
в 2022 – 2026 годах

№ п/п	Название проекта участка застройки	Объемы жилья, тыс. кв. м	Теплоснабжение, Гкал/ч					Оценка необходимой тепловой мощности	
			2022	2023	2024	2025	2026	на конец реализации проекта	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
1.	«Агашкина гора-1» (ул. Магистральная)	194,8	0,716	1,670	3,757	7,336	11,618	11,618	55,733
2.	пос. Волжский	113,5	3,429	4,920	6,769	6,769	6,769	6,769	22,764
3.	дер. Каримово	52,6	0,000	0,417	0,954	1,789	3,137	3,137	16,821
4.	мкр-н «Солоница»	24,8	0,656	1,014	1,479	1,479	1,479	1,479	6,981
5.	мкр-н «Новый город»	120	5,248	7,157	7,157	7,157	7,157	7,157	35,95
6.	хутор Чернигино	85	3,459	5,069	5,069	5,069	5,069	5,069	23,695
7.	«Агашкина гора-2» (ул. Магистральная - Волгореченское шоссе)	305,3	0,000	0,716	6,399	12,244	18,208	18,208	91,213
8.	мкр-н «Паново-2»	110	1,670	2,743	3,877	5,189	6,560	6,560	34,223
9.	Караваево (между ТЦ «Коллаж» и пос. Караваево)	855,6	0,000	0,328	0,865	1,640	3,071	51,028	243,956
10.	дер. Подолец	41,5	1,491	2,475	2,475	2,475	2,475	2,475	11,373
11.	дер. Становщиково	160	0,239	0,895	1,730	2,863	4,175	9,542	43,818
12.	дер. Коряково («Агротехнопарк»)	223	0,328	0,805	1,700	2,893	4,324	13,300	61,05
13.	дер. Клюшниково	322,3	7,294	10,276	13,258	16,240	19,222	19,222	88,227
14.	мкр-н № 11 в г. Волгореченске	29,5	1,109	1,390	1,759	1,759	1,759	1,759	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
15.	пос. Апраксино	4,6	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	0,274	-
16.	с. Шунга	3,7	0,221	0,221	0,221	0,221	0,221	0,221	-
17.	мкр-н «Жужелино», г. Кострома	12	0,716	0,716	0,716	0,716	0,716	0,716	-
18.	пос. Шувалово	15,2	0,310	0,608	0,907	0,907	0,907	0,907	-
19.	дер. Стрельниково	9,2	0,179	0,358	0,549	0,549	0,549	0,549	-
20.	дер. Петрилово	8	0,000	0,000	0,119	0,298	0,477	0,477	-
21.	дер. Пустошки	1,8	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	0,107	-
22.	Жилая застройка, ограниченная ул. Индустриальной - Кинешемским шоссе и пос. Караваево	90,9	0,000	0,328	0,805	1,521	2,475	5,421	-
23.	Квартал застройки в г. Мантурово по ул. Нагорной	17	0,429	0,680	1,014	1,014	1,014	1,014	-
24.	мкр-н «Южный» по ул. Восточной в г. Нерехте	2,3	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	0,137	-
25.	Квартал застройки мкр-н «Южный» по ул. Южной в г. Нерехте	4,5	0,089	0,179	0,268	0,268	0,268	0,268	-
26.	Квартал застройки в район дер. Осипово в г. Шарье	3,3	0,119	0,197	0,197	0,197	0,197	0,197	-
Итого		2 810,4	28,222	43,680	62,562	81,110	102,366	167,612	735,804

Согласно проведенному прогнозу тепловая нагрузка жилищно-коммунального комплекса Костромской области по завершению всех рассматриваемых проектов вырастет на 167,61 Гкал/ч, в то время как по оценкам исполнительных органов государственной власти Костромской области этот рост составит около 735,8 Гкал/ч.

73. Оценка перспективной динамики потребления тепловой энергии в Костромской области на 2022 – 2026 годы соответствует умеренным темпам развития жилищно-коммунального комплекса (таблица № 67). Расчет выполнен для условий температурного режима, характеризующегося величиной градусо-суток отопительного периода, равной 5 306.

При этом максимальная величина потребления тепловой энергии, которая может быть произведена на источниках когенерации тепловой и электрической энергии, может быть оценена на основе величины установленной тепловой мощности существующих электростанций, скорректированной на величину тепловой мощности пиковых водогрейных котлов и планируемых объемов демонтажа оборудования, а также на основе отчетных значений тепловых потерь и среднего числа часов использования тепловой мощности ТЭС.

С учетом этого доля суммарного потребления тепловой энергии, которая может быть обеспечена за счет когенерации тепловой и электрической энергии по территории Костромской области, составляет около 17%.

Таблица № 67

Динамика потребления тепловой энергии в Костромской области
на 2022 – 2026 годы, тыс. Гкал

Показатели	2022	2023	2024	2025	2026
Конечное потребление тепловой энергии	5 516,69	5 560,94	5 608,86	5 660,39	5 715,76
в том числе:					
сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство	223,08	223,08	223,08	223,08	223,08
обрабатывающая промышленность	1 467,13	1 467,13	1 467,13	1 467,13	1 467,13
производство и распределение электроэнергии, газа и воды	312,59	312,59	312,59	312,59	312,59
строительство	18,93	22,21	24,65	26,77	28,87
транспорт и связь	125,87	125,87	125,87	125,87	125,87
прочие виды деятельности, в том числе: сфера услуг	1 132,31	1 134,81	1 137,59	1 140,60	1 143,86
население	2 236,78	2 275,25	2 317,96	2 364,34	2 414,36

Глава 19. Возможные масштабы применения местных и возобновляемых источников энергии в Костромской области

74. Согласно Федеральному закону от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» к возобновляемым источникам энергии (далее – ВИЭ) относят энергию солнца, ветра, воды (в том числе энергию сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергию приливов, волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальную энергию с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальную тепловую энергию земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомассу, включающую в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках.

75. Основным местным видом топлива, добываемым и потребляемым на территории Костромской области, является торф. Тепловые электростанции региона данный вид топлива практически не используют.

При этом применение на территории Костромской области таких ВИЭ, как энергия солнца и энергия ветра, маловероятно в силу географического положения и гидрометеорологических характеристик региона.

По данным наблюдений Костромского центра по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, на территории области средняя годовая скорость ветра на высоте 10 метров составляет около 3,5 м/с, тогда как для развития ветроэнергетики большой мощности значение должно быть не менее 10 м/с.

Энергетический потенциал солнечной энергии для региона составляет примерно 3 кВт·ч/кв. м/день (рисунок № 19).

То есть с 10 кв. м площади за год в максимальном варианте (при КПД фотоэлементов 13%) можно получить всего чуть более 1,3 тыс. кВт·ч, что примерно соответствует годовому потреблению электроэнергии одной семьи. При этом по самым оптимистичным оценкам срок окупаемости такой установки составит не менее 11 лет (при стоимости установки примерно 750 евро за 1 кВт). Учитывая вышесказанное и то, что в российском законодательстве отсутствуют стимулирующие внедрение ВИЭ меры, развитие солнечной энергетики на территории Костромской области в ближайшей перспективе является маловероятным. Срок окупаемости проектов по использованию солнечных тепловых электростанций достаточно большой мощности (1 МВт) также оценивается в размере 10 – 14 лет.

Уровень инсоляции в регионах Российской Федерации



Исследования, проведенные ФГБУН Объединенный институт высоких температур Российской академии наук совместно с ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова», свидетельствуют о проблемах достижения приемлемых экономических показателей для снабжения изолированных потребителей электроэнергией от солнечных фотоэлектрических энергоустановок и ветрогенераторов. Для получения от них 0,1 кВт электрической мощности (с коэффициентом гарантированной выдачи 99,8) на территории Костромской области потребуется установка от 5 кв. м солнечных панелей или от 1 до 3 кВт ветрогенераторов. Помимо капиталовложений в генерирующие мощности для обеспечения указанного коэффициента гарантированной выдачи потребуются дополнительные весьма высокие затраты на аккумуляторные батареи, достигающие до 500 долларов США/кВт (рисунки № 20 и 21).

Рисунок № 20

Расчетная установленная мощность ветроустановки
($H = 50$ м, скорость ветра 10 км/ч) для выдачи гарантированной
($K_{\text{гот}} = 99,8\%$) электрической мощности 0,1 кВт потребителю



На основе представленной информации об эффективности использования энергии ветра и энергии солнца можно заключить, что развитие ВИЭ на территории Костромской области в рассматриваемой перспективе возможно только в направлении освоения биоэнергетического потенциала, характеризуемого, прежде всего, возможностью использования отходов лесной, деревообрабатывающей, целлюлозно-бумажной промышленности и запасами торфа.

Одной из основных задач в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности Костромской области является увеличение доли производства тепловой энергии с использованием местных и возобновляемых источников энергии. Согласно государственной

программе Костромской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Костромской области», утвержденной постановлением администрации Костромской области от 28 апреля 2014 года № 175-а «Об утверждении государственной программы Костромской области «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Костромской области» (далее – Программа по энергосбережению), рост объемов производства энергетических ресурсов с использованием ВИЭ и вторичных энергетических ресурсов должен к 2026 году составить около 29% от уровня 2019 года (таблица № 68).

Рисунок № 21

Расчетная установленная площадь фотоэлектрических элементов для выдачи гарантированной (99,8%) электрической мощности 0,1 кВт потребителю (при оптимальном наклоне поверхности к Солнцу – для Костромской области – (-150) к широте местности)

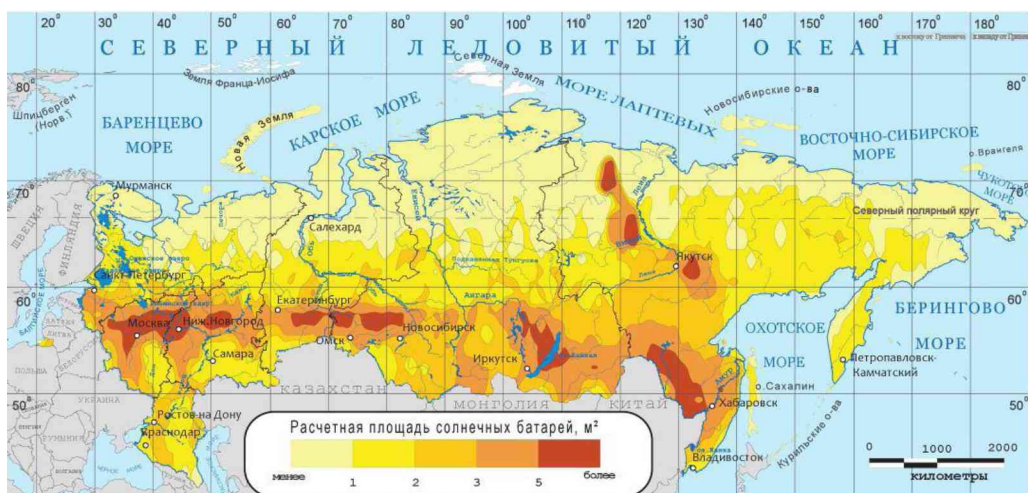


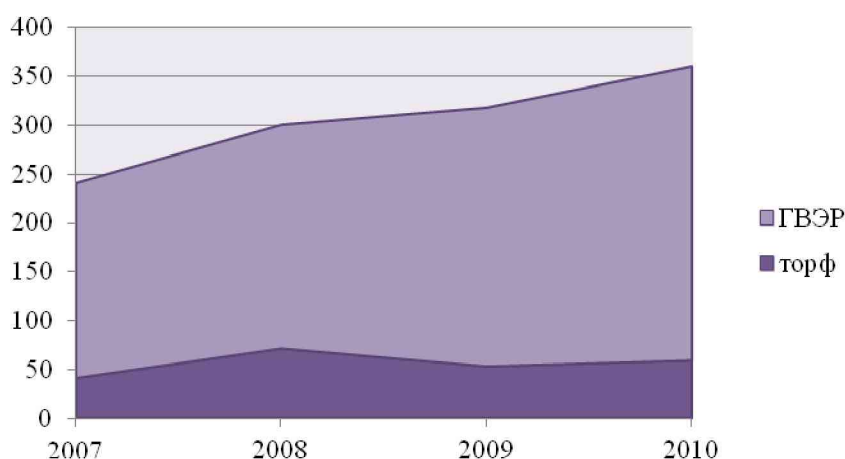
Таблица № 68

Показатели производства энергетических ресурсов

№ п/п	Общие сведения	Ед. изм.	Разбивка по годам							
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
1.	Объем производства энергетических ресурсов с использованием ВИЭ и/или вторичных энергетических ресурсов	тыс. т.у.т.	140,2	147,2	154,6	162,3	170,4	178,9	187,9	197,3
2.	Прирост накопительным итогом	%	0	4,7	9,3	13,6	17,7	21,6	25,4	28,9

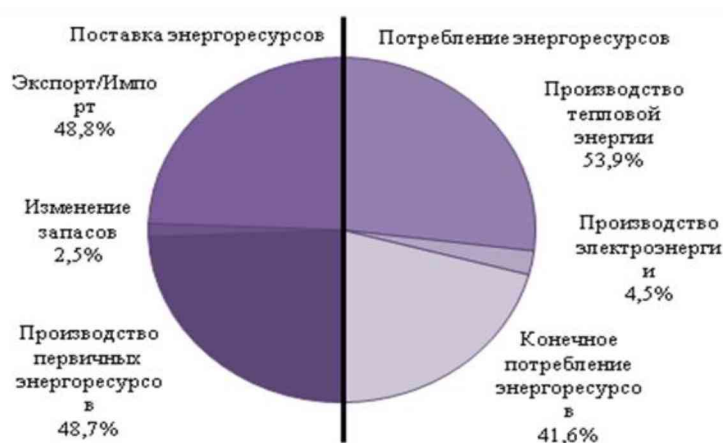
На рисунке № 22 представлена динамика полного потребления торфа, ГВЭР и отходов на территории Костромской области в 2007 – 2010 годах.

Динамика полного потребления торфа, ГВЭР и отходов на территории
Костромской области в 2007 – 2010 годах



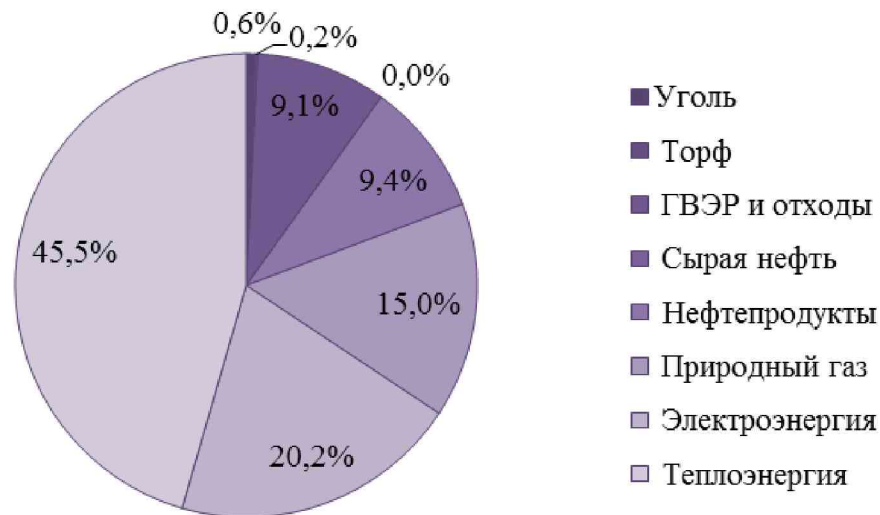
За период 2007 – 2010 годов потребление данных энергоресурсов выросло с 241,3 тыс. т.у.т. до 360,3 тыс. т.у.т., продемонстрировав рост в размере 33% за 4 года. При этом конечное потребление торфа и ГВЭР составило 41,6% от общего потребления данных энергоресурсов на территории Костромской области (рисунок № 23).

Структура баланса поставки и потребления торфа, ГВЭР и отходов
на территории Костромской области



В целом на местные и возобновляемые источники энергии приходится 9,4% конечного потребления энергоресурсов в Костромской области (рисунок № 24). Данный показатель является достаточно высоким по сравнению с другими регионами Российской Федерации, где отсутствует добыча местных топливно-энергетических ресурсов.

Структура конечного потребления энергоресурсов по их видам



76. Отходы деревообработки используются в производстве древесных топливных гранул и брикетов. Они относятся к CO₂-нейтральным с низким содержанием серы. Часть этих отходов используется непосредственно самими деревообрабатывающими предприятиями в качестве топлива для сушки пиломатериалов и отопления производственных цехов. Перевод котельных с газа, мазута и угля на древесные отходы требует меньше финансовых и временных затрат по сравнению с переходом на торфяное топливо. Современные котельные, работающие на древесных отходах, обеспечивают стопроцентное сгорание топлива, за счет чего достигается высокий КПД котельной.

77. Проведенный анализ развития ВИЭ на территории Костромской области корреспондируется с перечнем мероприятий по переводу ряда источников теплоснабжения на местные виды топлива, представленных в Программе по энергосбережению, осуществление которых предлагается финансировать с привлечением внебюджетных источников на реализацию региональных программ в области энергосбережения (таблица № 69).

Планируемые мероприятия по модернизации котельного оборудования с переводом его на местные виды топлива

№ п/п	Наименование котельной	Адрес	Ориентировочная стоимость СМР (тыс. рублей)	Год реализации	Исполнитель
1	2	3	4	5	6
Костромской муниципальный район Костромской области					
1.	Реконструкция котельной в пос. Василево (перевод на местные виды топлива – отходы деревообработки)	пос. Василево	20 200,00	2022 – 2023	Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области
2.	Реконструкция котельной в пос. Сандогора (перевод на местные виды топлива – отходы деревообработки)	пос. Сандогора	13 500,00	2022 – 2023	Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области
3.	Реконструкция котельной в пос. Мисково (перевод на местные виды топлива – отходы деревообработки)	пос. Мисково	38 200,00	2022 – 2023	Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области
Межевской муниципальный район Костромской области					
4.	Реконструкция котельной средней школы (перевод на местные виды топлива – отходы деревообработки)	с. Георгиевское, ул. Октябрьская, д. 60	10 400,00	2022 – 2023	Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области
Всего по Костромской области			82 300,00		

Анализ представленных в таблице № 69 мероприятий с учетом информации о текущих значениях выработки тепловой энергии и основных технико-экономических показателях функционирования источников теплоснабжения, на которых эти мероприятия планируется реализовать, позволил провести расчет объемов возможных изменений в структуре потребления первичных энергоресурсов при производстве тепловой энергии (таблица № 70).

Таблица № 70

Изменение общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на местные виды топлива

Наименование показателя	Общий расход топлива до модернизации оборудования с переводом на ГВЭР			Общий расход топлива после модернизации оборудования с переводом на ГВЭР			Изменение общего расхода топлива на производство тепловой энергии			Годовая экономия общего расхода топлива на производство тепловой энергии
	ГВЭР	мазут	уголь	ГВЭР	мазут	уголь	ГВЭР	мазут	уголь	
Вид топлива										1 661
Количественное значение	3 092	8 961	3 173	13 565	0	0	+10 473	-8 961	-3 173	

В результате реализации проведения запланированных мероприятий по переводу существующих котельных на местные виды топлива, помимо изменений в структуре топливного баланса, прогнозируется получение годовой экономии топлива в размере около 1,6 тыс. т.у.т., что обуславливается прогнозируемым ростом КПД котлов после модернизации.

Глава 20. Оценка перспективной балансовой ситуации по электроэнергии и мощности на 2022 – 2026 годы

78. Балансы мощности по энергосистеме Костромской области рассчитаны на час прохождения собственного максимума и разработаны с учетом:

- 1) Схемы и программы развития ЕЭС России;
- 2) Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 года № 1209-р.

При построении перспективных балансов мощности и электроэнергии учтено, что в соответствии со Схемой и программой развития ЕЭС России в 2022, 2023, 2025 и 2026 годах после модернизации генерирующего оборудования на Костромской ГРЭС планируется увеличение мощности на 210 МВт (на 60 МВт в 2022 году, на 60 МВт в 2023 году, на 60 МВт в 2025 году и на 30 МВт в 2026 году). В 2025 году после модернизации оборудования Костромской ТЭЦ-2 планируется увеличение мощности на 10 МВт.

Мероприятия по модернизации оборудования Костромской ГРЭС и Костромской ТЭЦ-2 предусмотрены распоряжениями Правительства Российской Федерации от 2 августа 2019 года № 1713-р, от 7 февраля 2020 года № 232-р и от 6 февраля 2021 года № 265-р о перечне генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов.

Таким образом, в 2026 году установленная мощность электростанций Костромской области составит 4 035,8 МВт.

Генерирующие объекты, признанные квалифицированными генерирующими объектами, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии на розничном рынке электрической энергии, по состоянию на 1 сентября 2020 года на территории Костромской области отсутствовали. Конкурсных отборов проектов по включению генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в отношении которых продажа электрической энергии (мощности) планируется на розничных рынках, в схему развития электроэнергетики Костромской области, в 2020 году не проводилось.

При определении объема выработки станциями электроэнергии следует учитывать, что приведенные в данном разделе балансы мощности и электроэнергии отвечают задаче оценки возможности покрытия собственных максимумов нагрузки энергосистемы за счет размещенных на территории региона генерирующих источников, аналогично тому, как это представлено в Схеме и программе развития ЕЭС России.

Для определения планируемого участия генерирующей мощности энергосистемы в покрытии ее собственных максимумов, максимумов ОЭС Центра и ЕЭС России в целом, а значит, и для планирования перспективных объемов выработки, необходимо учитывать возможные снижения использования установленной мощности электростанций, которые могут быть обусловлены неучастием в покрытии максимума нагрузки мощности оборудования, выведенного на модернизацию.

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием оборудования и снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном, на турбинах с противодавлением).

79. При составлении балансов электроэнергии принят объем генерации электроэнергии согласно Схеме и программе развития ЕЭС России.

80. Перспективные балансы электрической энергии и мощности энергосистемы Костромской области на 2021 – 2026 годы приведены в таблицах № 71, 72.

Таблица № 71

Баланс мощности энергосистемы Костромской области
на 2021 – 2026 годы

МВт

Показатели	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Покрытие (установленная мощность станций)	3815,8	3875,8	3935,8	3935,8	4005,8	4035,8
Собственный максимум нагрузки	613	614	614	614	615	615
Сальдо	-3202,8	-3261,8	-3321,8	-3321,8	-3390,8	-3420,8

Таблица № 72

Баланс электрической энергии энергосистемы Костромской области
на 2021 – 2026 годы

млн. кВт·ч

Показатели	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Генерация	11 431	15 884	17 633	17 278	21 290	18 277
Потребление	3 574	3 576	3 578	3 589	3 582	3 584
Сальдо	-7 857	-12 308	-14 055	-13 689	-17 708	-14 693

Энергосистема Костромской области является избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Большая часть избытка мощности (до 60%) передается по сетям 500 кВ в энергосистемы г. Москвы и Московской области, Нижегородской и Владимирской областей. Около 33% избытка мощности передается по сети 220 кВ в энергосистемы Ивановской и Ярославской областей. Остальная мощность уходит по сети 110 кВ в энергосистемы Ярославской, Ивановской и Вологодской областей.

Глава 21. Развитие электрических сетей и объектов электроэнергетики
110 кВ и выше Костромской области на 2022 – 2026 годы

81. Формирование перспективной схемы электрических сетей 110 кВ и выше Костромской области и выбор основных параметров ее элементов для обеспечения надежного электроснабжения потребителей нацелено на:

- 1) повышение пропускной способности сети;
- 2) выполнение мероприятий по объектам электроэнергетики, не соответствующим требованиям НТД, и по которым требуется замена или модернизация существующего оборудования;

3) повышение надежности электроснабжения отдельных районов и потребителей;

4) создание условий для присоединения новых потребителей к сетям энергосистемы.

Мероприятия по объектам электроэнергетики, не соответствующим требованиям НТД и по которым требуется замена или модернизация существующего оборудования, представлены в таблице № 73.

В соответствии с инвестиционной программой ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 гг., утвержденной приказом Минэнерго России от 27 декабря 2019 года № 36@, в 2024 году планируется техническое перевооружение ПС 220 кВ Борок в части замены отделителей и короткозамыкателей (далее – ОД и КЗ) 220 кВ на выключатели с изменением схемы ОРУ 220 кВ (3 шт.) по техническому состоянию.

В настоящей схеме и программе рассматривается базовый вариант развития электроэнергетики Костромской области – развитие электрических сетей и вводы электрооборудования спрогнозированы в соответствии со следующими документами:

Схема и программа развития ЕЭС России;

Перечень инвестиционных проектов на период реализации инвестиционной программы ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго»;

«Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Костромской области на 2021-2025 гг.».

Таблица № 73

Мероприятия по объектам электроэнергетики, не соответствующим требованиям НТД и по которым требуется замена или модернизация существующего оборудования

№ п/п	Объекты электроэнергетики, не соответствующим требованиям НТД, и по которым требуется замена или модернизация существующего оборудования	Мероприятия	Год реализации	Обоснование необходимости нового строительства, реконструкции и технического перевооружения
1.	Неудовлетворительное техническое состояние силового оборудования и строительной части ПС 110 кВ Нерехта-1	Комплексная реконструкция ПС 110 кВ Нерехта-1 с заменой оборудования (6, 10, 35, 110 кВ) и строительной части, без замены силовых трансформаторов 110 кВ 2×25 МВА + 2×16 МВА	2024	Акт общего технического осмотра зданий и сооружений по состоянию на 29.09.2017 г.

Схема развития электроэнергетики Костромской области на 2022 – 2026 годы и схема электрических соединений и объектов

электроэнергетики до 2026 года представлены в приложениях № 2, 3 к настоящей схеме и программе.

82. В таблице № 74 приведены объемы ввода трансформаторной мощности на ПС напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Костромской области в 2022 – 2026 годах по материалам филиала ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго».

Значительное количество схем распределительных устройств ПС 110 кВ энергосистемы Костромской области выполнено на ОД и КЗ. Рекомендуются произвести замену ОД и КЗ на элегазовые выключатели.

Строительство ЛЭП напряжением 110 кВ и выше в 2022 – 2026 годах не планируется.

Таблица № 74

Объемы ввода трансформаторной мощности на подстанциях
напряжением 110 кВ и выше энергосистемы Костромской области
в 2022 – 2026 годах

№ п/п	Наименование ПС	Количество и мощность трансформаторов, МВА		Перечень работ	Примечание	Дата ввода объекта
		факт	план			
1.	ПС 110 кВ Яковлево	1х10	1х2,5	Техпереворужение ПС 110 кВ Яковлево с заменой силового трансформатора 10 МВА на 2,5 МВА по техническому состоянию (трансформаторная мощность 2,5 МВА)	В связи с решением технического совета № 4 от 07.02.2017 установка силового трансформатора меньшей номинальной мощности обусловлена следующими причинами: - существующие нагрузки значительно меньше номинальной мощности трансформатора - 0,26 МВА; - перспективная нагрузка по актам и договорам технологического присоединения, находящимся на исполнении, с учетом коэффициента одновременности составляет 0,045 МВт	2023

В таблице № 75 представлены сводные данные по реконструкции и техническому перевооружению ПС 35 кВ и ВЛ 35 кВ, мероприятия по

реконструкции объектов связаны с несоответствием требованиям НТД отдельных элементов оборудования.

Таблица № 75

Сводные данные по реконструкции и техническому перевооружению сетей напряжением 35 кВ на 2022 – 2026 годы

Объемы работ	Год ввода	Обоснование необходимости нового строительства, реконструкции и технического перевооружения	Ориентировочная стоимость объекта в текущих ценах без учета НДС, тыс. руб.
1	2	3	4
Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Антропово - ПС 35 кВ Палкино с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 17,5 км)	2026	Ведомость неисправностей и дефектов, подлежащих устранению при реконструкции ВЛ-35 кВ от 06.12.2017	43 006
Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Антропово - ПС 35 Парфеньево-1 с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 48,38 км)	2026	Ведомость неисправностей и дефектов, подлежащих устранению при реконструкции ВЛ-35 кВ от 06.12.2017	116 570
Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 35 кВ Сущево - ПС 35 кВ Мисково с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 20,6 км)	2026	Ведомость неисправностей и дефектов, подлежащих устранению при реконструкции ВЛ-35 кВ от 06.12.2017	47 942
Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 35 кВ Палкино - ПС 35 кВ Словинка с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 26,5 км)	2026	Ведомость неисправностей и дефектов, подлежащих устранению при реконструкции ВЛ-35 кВ от 06.12.2017	66 907
Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 35 кВ Черменино - ПС 35 кВ Панкратово с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 37,3 км)	2026	Ведомость неисправностей и дефектов, подлежащих устранению при реконструкции ВЛ-35 кВ от 06.12.2017	92 452
Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Кадый - ПС 35 кВ Якимово с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность по трассе 27,2 км)	2026	Ведомость неисправностей и дефектов, подлежащих устранению при реконструкции ВЛ-35 кВ от 06.12.2017	66 483

83. В связи с неизбежным ростом нагрузок во вновь строящихся микрорайонах и жилищных комплексах таких, как «Клюшниково», «Агашкина гора» и «Новый город», рассмотрен вопрос об их электроснабжении.

В таблице № 76 представлены основные данные строящихся крупных жилищных комплексов.

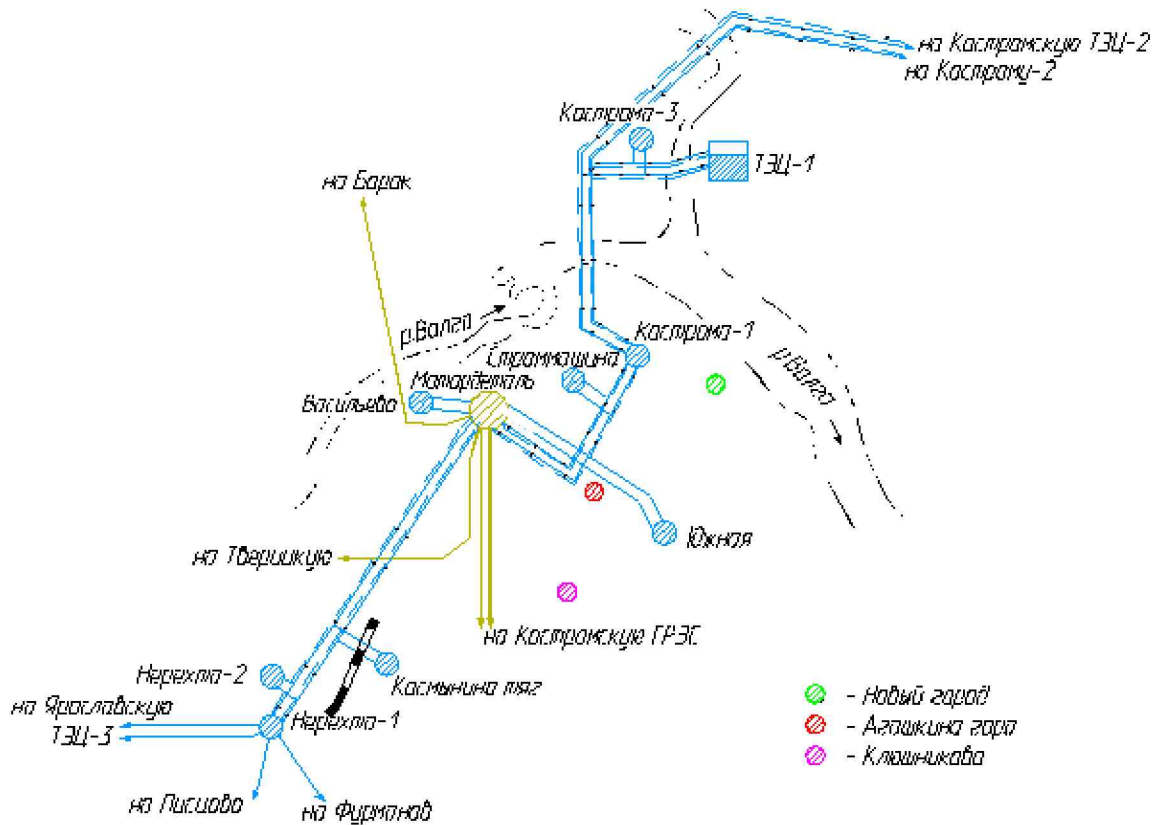
Таблица № 76

Основные данные строящихся крупных жилищных комплексов

Наименование показателя	«Клюшниково»	«Новый город»	«Агашкина гора»
Количество домов/квартир, ед.	2 148	2 180	3 220
Общая площадь жилья, кв. м	322 250	120 000	195 000
Количество жителей, чел.	6 470	3 500 – 4 000	5 000
Детсады, шт.	3 на 140 мест	2 на 280 мест	2 на 300 мест
Школа, учеников, чел.	1 176	720	750
Общественно-деловой центр	планируется	не планируется	не планируется
Торговый центр	планируется	не планируется	не планируется
Предприятия общепита, бытовое обслуживание	не планируется	планируется	планируется
Электропотребление, млн. кВт·ч:			
жилье	4 - 5	3,5	4,5
сфера услуг	0,5 - 0,6	0,4	0,5
Максимальная нагрузка, МВт	2,3	1,3	1,6

По данным таблицы № 76, суммарная максимальная нагрузка жилищных комплексов, которой они достигнут в 2026 году, составит 5,2 МВт. Для нагрузки такого уровня является экономически нецелесообразным строительство ПС 110/10 кВ, тем более что запас мощности, которым обладают ближайшие ПС 110 кВ (Кострома-1 и Южная на рисунке № 25), позволяет подключить к шинам НН данных ПС новые нагрузки. Центром питания для вновь возводимых микрорайонов «Новый город», «Агашкина гора» и «Клюшниково» является ПС 110 кВ Южная.

Взаимное расположение нагрузок и наиболее приближенных к ним центров питания



84. Необходимо оценить объемы работ, капиталовложения и необходимость реконструкции транзитов 110 кВ Мантурово - Павино, 110 кВ Борок - Галич (р), 110 кВ Поназырево (т) - Павино.

В соответствии с Методическими рекомендациями по проектированию развития энергосистем установлено:

1) присоединять не более трех промежуточных подстанций к одноцепной ВЛ 110 кВ с двухсторонним питанием, а к двухцепной – не более пяти;

2) выполнять длину одноцепной ВЛ 110 кВ, обеспечивающей двухстороннее питание подстанций, не больше 120 км;

3) применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий с присоединением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ могут быть присоединены до трех подстанций.

Отклонения от указанных рекомендаций снижают надежность электроснабжения потребителей.

Схемы реконструкции транзитов Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино представлены на рисунках № 26, 27.

Характеристики отклонения транзитов Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино от нормативных документов представлены в таблице № 77.

Таблица № 77

Характеристики отклонения транзитов Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино от нормативных документов

№ п/п	Наименование объектов	Протяженность транзита между ПС, км	Наименование ПС, присоединенных к транзиту	Количество присоединений к транзиту, шт.
1.	Мантурово - Павино	167,71	Гусево, Яковлево, Ильинское, Новинское, Пыщуг	5
2.	Борок - Галич (р)	201,02	Елегино, Солигалич, Федоровское, Чухлома, Луковцино	5
3.	Поназырево (т) - Павино	128,2	Вохма, Никола, Шортюг, Гудково	4

Техническое состояние транзита между ПС Мантурово и Павино, Борок и Галич (р), Поназырево (т) и Павино в целом на данный период удовлетворительное, но некоторые участки линий нуждаются в дальнейшей реконструкции. Так, максимальный срок службы участков ВЛ Мантурово - Гусево (1982 г.), Гусево - Ильинское (1982 г.) достигает 36 лет; для ВЛ Солигалич - Чухлома (1964 г.), Чухлома - Галич (р) (1964 г.) срок службы – 54 года; для ВЛ Поназырево (т) - Никола (1968 г.), Никола - Вохма (1968 г.) срок службы – 50 лет.

Также электрические сети должны обеспечивать минимальные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание.

Капитальные вложения для реконструкции транзитов Мантурово - Павино, Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино определены в ценах 2000 года (таблица № 78) по укрупненным показателям стоимости сооружения (реконструкции) ПС 35-750 кВ и линий электропередач напряжением 6, 10-750 кВ и пересчитаны в цены 2017 года с учетом коэффициента (с учетом НДС), принятого в соответствии с индексами цен в строительстве.

**Капитальные вложения для реконструкции транзитов Мантурово - Павино,
Борок - Галич (р), Поназырево (т) - Павино**

№ п/п	Наименование объекта	Год ввода участков объекта	Характеристика	Стоимость, тыс. руб.			
				в ценах 2000 г. (без НДС)	в ценах 2000 г. (без НДС) с учетом территориального коэффициента	в ценах 2000 г. (без НДС) с учетом повышающего коэффициента	в ценах 2017 г. (с НДС)
1.	Мантурово - Павино	Мантурово - Гусево (1982 г.); Гусево - Ильинское (1982 г.); Ильинское - Новинское (1987 г.); Новинское - Пыщуг (1991 г.); Пыщуг - Павино (1988 г.)	167,71 км АС-120	268 336	295 169,6	354 203,52	2 278 972,6
2.	Борок - Галич (р)	Борок - Елегино (1986 г.); Елегино - Солигалич (1987 г.); Солигалич - Чухлома (1964 г.); Чухлома - Галич (р) (1964 г.)	201,02 км АС-120 + АС-95	321 632	353 795,2	424 554,24	2 731 614,6
3.	Поназырево (т) - Павино	Поназырево (т) - Никола (1968 г.); Никола - Вохма (1968 г.); Вохма - Павино (1972 г.)	128,2 км АС-120 + АС-95	205 120	225 632	270 758,4	1 742 080,3
Всего, тыс. руб.				795 088	874 596,8	1 049 516	6 752 667,5

Ориентировочные капитальные вложения составляют 6,8 млрд. рублей в ценах 2017 года.

Схема реконструкции транзитов Мантурово - Павино - Поназырево (т)

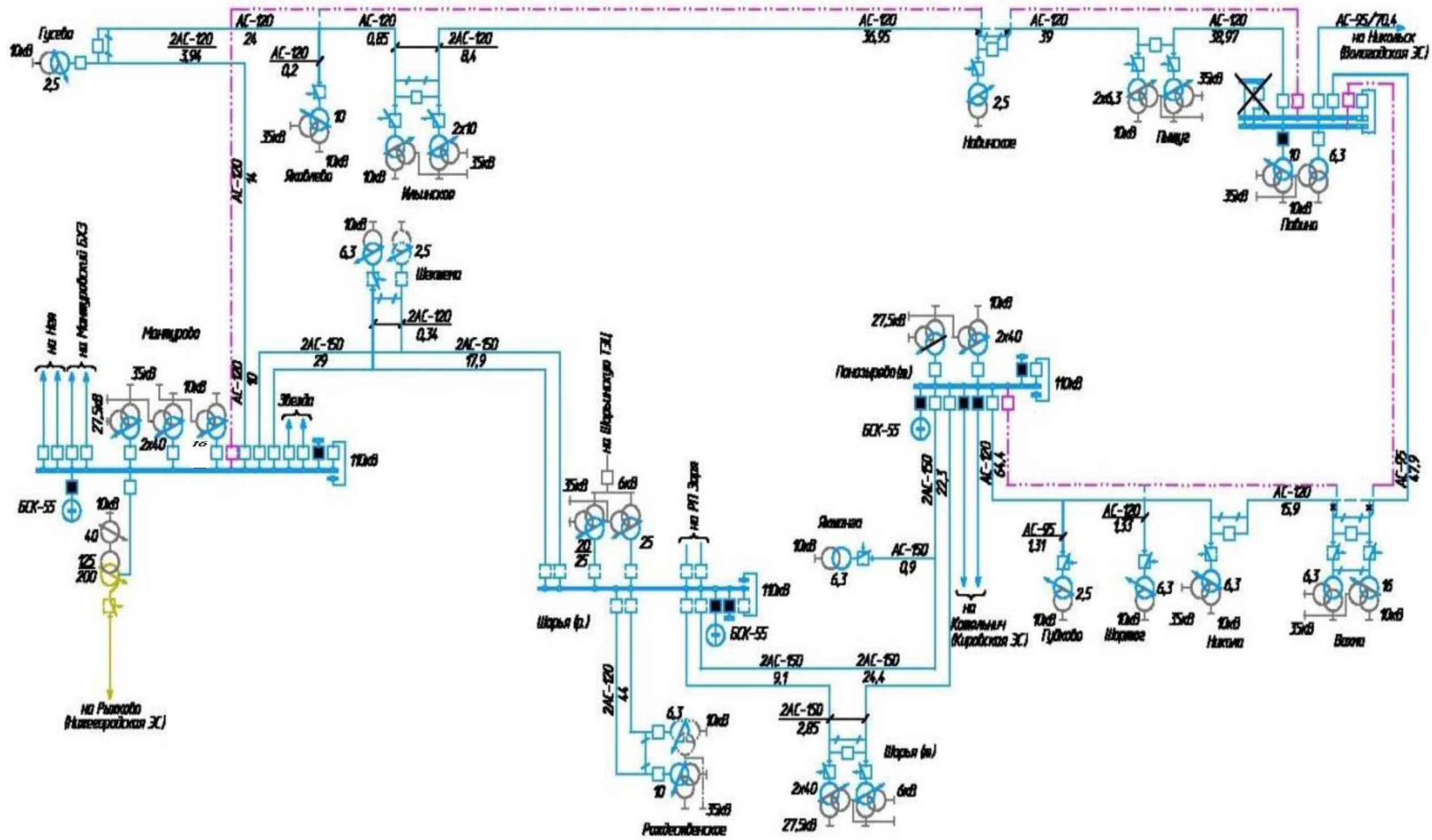
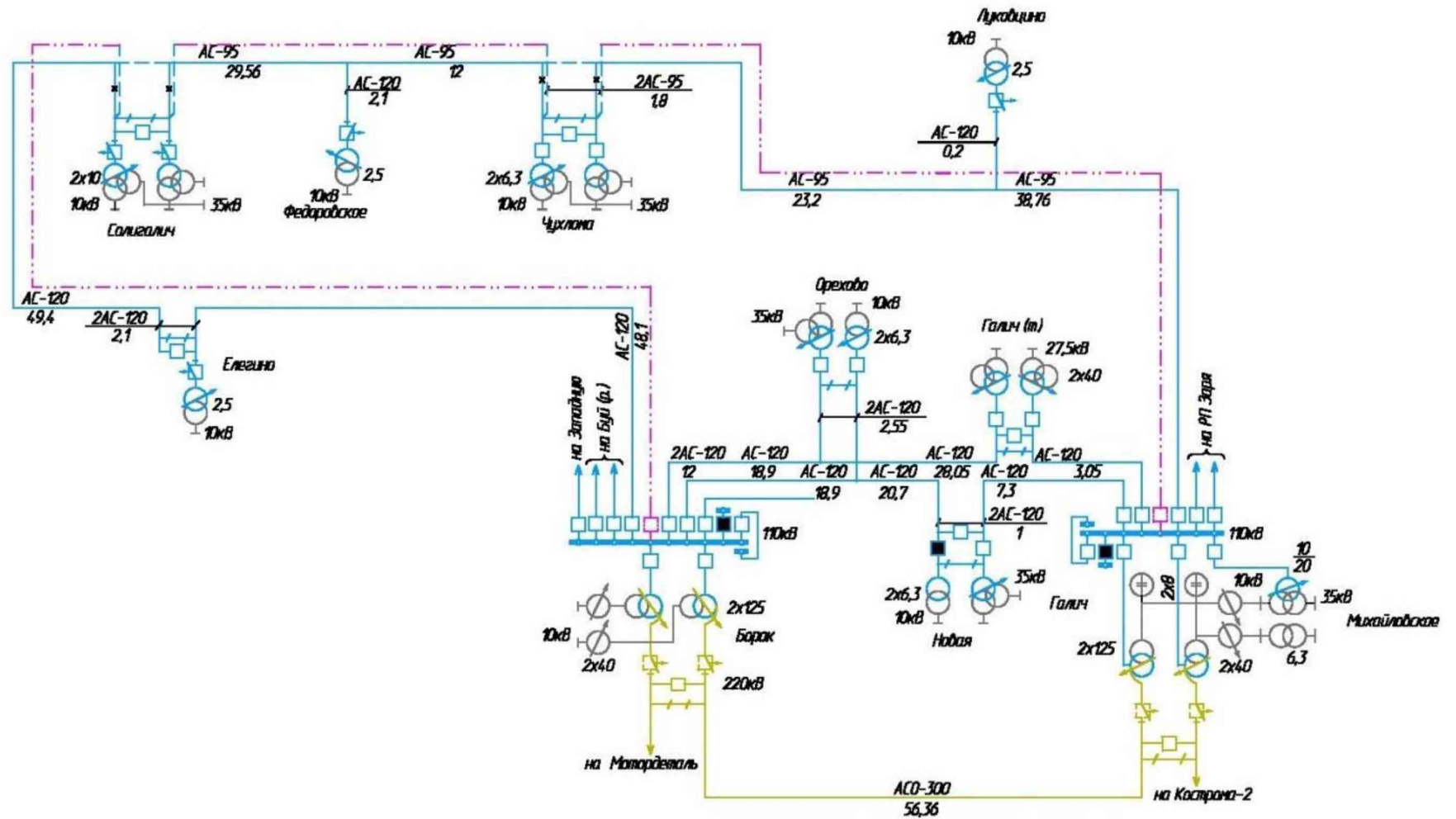


Схема реконструкции транзитов Борок - Галич (р)



Существующая схема электрических сетей позволяет обеспечить надежное питание потребителей, имеющих 3 категорию надежности электроснабжения, от ПС Федоровское, Луковцино, Яковлево, Гудково, Шортюг, подключенных к рассматриваемым транзитным ВЛ.

Техническое состояние рассматриваемых транзитных ВЛ удовлетворительное.

В настоящее время в районе размещения транзитов отсутствуют заявки на подключение новых потребителей и, соответственно, отсутствует перспектива увеличения нагрузок ПС, подключенных к данным транзитным ВЛ.

Таким образом, в период рассматриваемой перспективы отсутствует необходимость проведения реконструкции транзитных ВЛ 110 кВ Мантурово - Павино, ВЛ 110 кВ Борок - Галич (р), ВЛ 110 кВ Поназырево (т) - Павино, финансирование данного проекта нецелесообразно из-за некупаемости.

85. Одним из направлений развития электросетевого комплекса Костромской области является переход к цифровым сетям.

Цифровая интеллектуальная сеть – это сеть с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами, в которой все процессы информационного обмена между элементами подстанции и воздушной линии, информационного обмена с внешними системами, а также управления работой оборудования осуществляются в цифровом виде на основе протоколов международной электротехнической комиссии (далее – МЭК).

Важной характеристикой цифровой сети является возможность потребителя участвовать в управлении нагрузкой, взаимодействовать с разными сбытовыми компаниями с выбором оптимальных тарифных предложений, интегрировать в сеть собственные источники генерации и накопители электрической энергии. Данный функционал дает широкие возможности всем участникам энергетического рынка обеспечить эффективность передачи и потребления электроэнергии.

Электросетевые компании получают более широкие возможности по прогнозированию потребления, управлению потерями электроэнергии и наблюдаемости сетей.

Ключевые характеристики цифровой интеллектуальной (активно-адаптивной) сети:

- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;

- возможность активного участия в работе сети потребителей;

- устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;

- обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;

- обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;

интеграция в сеть новых высокотехнологичных продуктов и предоставление новых электросетевых услуг на рынках, в частности, для электротранспорта.

Активно-адаптивную сеть характеризуют:

гибкость. Сеть должна быть адаптирована под различные режимы работы поставщиков и потребителей электроэнергии;

доступность. Сеть должна быть доступна для новых потребителей, причем в качестве новых подключений к сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе возобновляемые источники электроэнергии;

надежность. Сеть должна гарантировать надежность поставки и качество электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов;

экономичность. Наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении интеллектуальной сети совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

Ключевым фактором реализации цифровой интеллектуальной сети является платформенность решений и единых цифровых шин данных.

Одним из основных направлений развития цифровизации является повышение уровня автоматизации оперативно-технологического управления. Под оперативно-технологическим управлением (далее - ОТУ) электрическими сетями понимается совокупность мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого комплекса (далее - ЭСК) компании, включающая выполнение на различных уровнях операционных и неоперационных функций в целях обеспечения:

надежности электроснабжения и качества электроэнергии в соответствии с требованиями нормативных документов, технических регламентов и условий договоров оказания услуг по передаче;

надлежащего качества и безопасности эксплуатации объектов электросетевого хозяйства;

эффективной, с наименьшими техническими потерями передачи электроэнергии по сетям.

Система ОТУ должна обеспечивать необходимый уровень наблюдаемости и управляемости ЭСК с целью эффективного управления как процессами функционирования электрических сетей, так и процессами их эксплуатационного обслуживания и развития. Основной при этом является автоматизация функции управления.

Для развития указанного направления предполагается реорганизация существующей системы ОТУ с созданием Единого центра управления сетями, т.е. создание структурного подразделения, находящегося в исполнительном аппарате филиала, позволяющего осуществлять функции технологического управления и ведения в отношении объектов

электросетевого хозяйства, входящих в его эксплуатационную зону при помощи инновационных цифровых технологий.

Задачей данного проекта является размещение в одном месте пункта контроля оперативно-технического управления и наблюдения в реальном времени за всеми режимами работы сети.

Целью проекта является переход на более высокий качественный уровень при решении следующих основных технологических, организационных и экономических задач:

- оперативный контроль и управление объектами электросетевого хозяйства;

- обмен телеинформацией с вышестоящими и соседними пунктами диспетчерского и технологического управления;

- планирование нормального режима электрических сетей по указанию регионального центра управления, расчёт схемы работы электросетей для вывода в ремонт оборудования филиала;

- проведение переключений в сетях и управление работой мобильных бригад;

- планирование ремонтов электрооборудования.

Одним из ключевых элементов цифровизации являются автоматизированные системы управления на подстанции, а в случае их отсутствия, - отдельные технологические системы, обеспечивающие функции передачи информации на верхний уровень управления.

На подстанциях 220 кВ и 110 кВ, относящихся к транзитным, наиболее целесообразным является применение автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее – АСУТП) в качестве единой интегрированной системы автоматизации, предназначенной для реализации функций оперативно-диспетчерского и технологического управления подстанцией. АСУТП подстанции должна являться объектом двойного назначения, с одной стороны – информационным ресурсом для внешних систем автоматизации различного назначения, с другой АСУТП должна иметь самостоятельное значение для конкретной подстанции в плане повышения эффективности ее функционирования за счет таких факторов, как:

- повышение наблюдаемости сети: отображение состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение поддержки принятия решений оперативным персоналом;

- повышение общей надежности функционирования сети за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;

- предотвращение возникновения технологических нарушений, в том числе вызванного ошибками персонала, и снижение ущербов;

- повышение производительности труда и снижение численности оперативного и эксплуатационного персонала;

автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием подстанции, в том числе управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Общими требованиями к АСУТП подстанции являются:

открытая, масштабируемая и расширяемая архитектура с приоритетом решений на основе стандартов МЭК (в том числе МЭК 61850);

обеспечение информационного обмена с Центром управления сетями (далее – ЦУС) по протоколам МЭК 60870-5-101/104, в дальнейшем – с поддержкой протокола МЭК 61850-10;

развитие аналитических и экспертных функций в АСУТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;

реализация функций контроля и управления отдельной единицей оборудования с минимальной зависимостью от состояния (в том числе отказов) других компонентов системы;

обеспечение единства и требуемой точности измерений параметров.

На тупиковых, отпаечных подстанциях 110 кВ и 35 кВ должны применяться системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах ЦУС.

На трансформаторных подстанциях 6-20 кВ также должны реализовываться упрощенные системы телемеханики с функциями контроля и управления в интересах диспетчерского пункта района электрических сетей.

Одним из перспективных направлений развития современных систем контроля, защиты и управления на подстанциях ЭСК является создание цифровых подстанций (далее – ЦПС). Под ЦПС понимается подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами (АСУТП, системой сбора и передачи информации, автоматизированной информационно-измерительной системой коммерческого учета электроэнергии, релейной защитой и автоматикой, противоаварийной автоматикой, регистрацией аварийных режимов, определения мест повреждения и др.), в которой все процессы информационного обмена между элементами подстанции, а также управления работой подстанции осуществляются в цифровом виде на основе протокола МЭК 61850. При этом и первичное силовое оборудование ЦПС, и компоненты информационно-технологических и управляющих систем должны быть функционально и конструктивно ориентированы на поддержку цифрового обмена данными. Также предпочтительным является взаимная интеграция всех или части вышеперечисленных систем.

Создание ЦПС должно осуществляться по двум основным направлениям:

функционально-структурное развитие информационно-технологических и управляющих систем подстанции, прежде всего интегрированных в АСУТП, и повышение уровня автоматизации технологических процессов подстанции;

развитие информационных технологий, используемых во вторичных системах подстанции, в качестве основных путей которого рассматривается обеспечение единства точек измерения для всех систем подстанции посредством оцифровки аналоговой и дискретной информации в точках измерения и передачи полученных данных во вторичные системы подстанции через цифровую коммуникационную среду подстанции, а также рациональная организация информационных потоков на базе протоколов МЭК.

Для реализации данного направления планируется применение элементов цифровой подстанции при осуществлении реконструкции ПС 110 кВ Нерехта-1. В настоящее время выполняются проектные работы по реконструкции производственно-технологического электросетевого комплекса ПС 110 кВ Нерехта-1 и ВЛ 110/35/10/6 кВ с заменой масляных выключателей на элегазовые 110 кВ в ОРУ 110 кВ, МВ-35 кВ (на ОРУ 35 кВ), МВ-6 кВ на вакуумные в ЗРУ 6 кВ, оборудования ОПУ и маслохозяйства Т-1, Т-2, и заменой оборудования систем РЗА и ПА, СДТУ и АСКУЭ.

Применение технологий ЦПС позволит:

обеспечить наблюдаемость параметров и режима работы силового оборудования и вторичных систем;

организовать дистанционное управление всеми технологическими процессами в режиме реального времени посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов, утвержденных стандартами МЭК;

обеспечить и организовать самодиагностику всего силового оборудования и вторичных систем;

организовать цифровой обмен данными между всеми технологическими системами, оборудованием РЗА и процессами;

обеспечить интеллектуальное, адаптивное управление режимом работы силового оборудования и вторичных систем с учетом режимов работы прилегающей электрической сети и внутренних технологических процессов.

Требования к системам телемеханики и АСУТП цифровых сетей:

для реализации функции телеизмерений в качестве источников информации допускается использование счетчиков автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии и щитовых приборов;

АСУТП ПС должна строиться на базе системы диспетчерского управления и сбора данных (SCADA-системы). Схема функционирования программно-аппаратных средств верхнего уровня АСУТП подстанции выполняется на базе серверов (промышленных контроллеров) с обеспечением горячего резервирования;

локальная вычислительная сеть (далее – ЛВС) АСУТП ПС должна быть резервируемой. Кроме того должна обеспечиваться автоматическая реконфигурация коммутаторов ЛВС АСУТП подстанции при изменении топологии сети;

интеграция оборудования и систем автоматизации в АСУТП подстанции должна осуществляться по протоколам обмена, рекомендованным МЭК (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101/103/104, МЭК 61850);

не должно применяться избыточного резервного управления первичным оборудованием, включая телеуправление.

В составе АСУТП ПС должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации (сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевое обмена IP не ниже версии 4) в составе резервируемого маршрутизатора и резервируемого коммутатора уровня распределения.

Протокол передачи телеинформации должен соответствовать протоколу МЭК 61850, но не хуже МЭК 60870-5-104.

В инвестиционной программе филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» в 2021 – 2025 годы предусмотрена модернизация ряда подстанций и диспетчерских пунктов районов электрических сетей в части реконструкции существующей системы АСУТП (телемеханика, релейная защита и автоматика, учет электроэнергии, первичное оборудование), направленные на внедрение элементов цифровых электрических сетей, поддерживающих цифровой обмен данными, что является первым этапом на пути к активно-адаптивной сети.

Ещё одним из направлений цифровизации электросетевого комплекса является автоматизация распределительной сети 10 кВ с применением интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров) с интегрированными контроллерами присоединений, поддерживающих цифровой обмен данными и интегрированных в состав оборудования средств мониторинга и диагностики, поддерживающих цифровой обмен данными.

При выполнении работ по реконструкции существующих распределительных сетей 6 (10) кВ необходимо применение оборудования и технологий для обеспечения автономной локализации поврежденных участков сети, переключения потребителей на неповрежденный участок сети, уменьшения сроков поиска повреждений. При этом, в зависимости от топологии сети, необходимо совмещать применение реклоузеров с индикаторами короткого замыкания и коммутационными аппаратами с возможностью дистанционного отключения.

В качестве пилотного проекта по созданию цифрового РЭС в Костромской области выбран Нерехтский РЭС, так как в его зону ответственности и обслуживания входит ПС 110 кВ Нерехта-1.

После реализации проекта, в состав которого входит:

реконструкция распределительной сети 6/10 кВ с установкой реклоузеров, индикаторов короткого замыкания, дистанционно управляемых разъединителей;

организация каналов связи для передачи данных;

установка технического учета на ТП-6(10)/0,4 кВ с возможностью передачи данных о состоянии сети в оперативно-информационный комплекс диспетчера РЭС;

ожидаются следующие эффекты:

возможность автоматической локализации участка с повреждением;

сокращение издержек на техническое обслуживание и ремонт;

сокращение потерь электроэнергии, а также хищений;

возможность управления нагрузкой потребителей;

оптимизация параметров и режимов электросетей;

достоверность расчетов за потребленную электроэнергию;

автоматизация дистанционного снятия показателей.

Планируемые мероприятия по внедрению элементов цифровых сетей на 2022-2026 годы представлены в таблице № 79.

Таблица № 79

Планируемые мероприятия по внедрению элементов цифровых сетей на 2022 – 2026 годы

№ п/п	Наименование мероприятия	Планируемые сроки реализации	Основные технические решения по цифровизации	Достижимый эффект (изменение показателей надежности)
1.	Реконструкция производственно-технологического электросетевого комплекса ПС 110 кВ Нерехта-1 и ВЛ 110/35/10/6 кВ	2020 – 2024	Применение элементов цифровой подстанции	Повышение наблюдаемости сети

86. Сводный перечень реализуемых и перспективных мероприятий по строительству и реконструкции объектов электроэнергетики Костромской области на 2022 – 2026 годы представлен в таблице № 80.

Сводный перечень реализуемых и перспективных мероприятий по строительству и реконструкции объектов электроэнергетики Костромской области на 2022 – 2026 годы

№ п/п	Наименование объекта электроэнергетики	Наименование мероприятия	Ответственная организация	Характеристика и параметры оборудования		Срок реализации	Обоснование необходимости реализации мероприятия
				до реализации	после реализации		
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Костромская ГРЭС	Замена цилиндра высокого давления с заменой или модернизацией части (цилиндра) среднего давления турбины с промежуточным перегревом пара для конденсационной паровой турбины, стационарный номер БЛ4 ТГ4, с увеличением установленной мощности с 300 до 330 МВт	филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	300 МВт	330 МВт	2022	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг.
2.	Костромская ГРЭС	Замена цилиндра высокого давления с заменой или модернизацией части (цилиндра) среднего давления турбины с промежуточным перегревом пара для конденсационной паровой турбины, стационарный номер БЛ8 ТГ8, с увеличением установленной мощности с 300 до 330 МВт	филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	300 МВт	330 МВт	2022	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг.
3.	Костромская ГРЭС	Комплексная замена конденсационной паровой турбины, стационарный номер БЛ2 ТГ2, установленной мощностью 300 МВт на конденсационную паровую турбину, стационарный номер БЛ2 ТГ2, с увеличением установленной мощности до 330 МВт	филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	300 МВт	330 МВт	2023	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг.
4.	Костромская ГРЭС	Замена цилиндра высокого давления с заменой или модернизацией части (цилиндра) среднего давления турбины с промежуточным перегревом пара для конденсационной паровой турбины, стационарный номер БЛ7 ТГ7, с увеличением установленной мощности с 300 до 330 МВт	филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	300 МВт	330 МВт	2023	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг.

1	2	3	4	5	6	7	8
5.	Костромская ГРЭС	Замена цилиндра высокого давления с заменой/модернизацией части (цилиндра) среднего давления турбины с промежуточным перегревом пара для конденсационной паровой турбины стационарный номер БЛ 3 ТГ 3 с увеличением установленной мощности с 300 до 330 МВт	филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	300 МВт	330 МВт	2025	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг.
6.	Костромская ГРЭС	Замена цилиндра высокого давления с заменой или модернизацией части (цилиндра) среднего давления турбины с промежуточным перегревом пара для конденсационной паровой турбины стационарный номер БЛ 5 ТГ 5 с увеличением установленной мощности с 300 до 330 МВт	филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	300 МВт	330 МВт	2025	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг.
7.	Костромская ГРЭС	Комплексная замена конденсационной паровой турбины, стационарный номер БЛ6 ТГ6, установленной мощностью 300 МВт на конденсационную паровую турбину, стационарный номер БЛ6 ТГ6, с увеличением установленной мощности до 330 МВт	филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация»	300 МВт	330 МВт	2026	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг.
8.	ПС 110 кВ Яковлево	Техпереворужение ПС 110 кВ Яковлево с заменой силового трансформатора 10 МВА на 2,5 МВА по техсостоянию (трансформаторная мощность 2,5 МВА)	Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго»	10 МВА	2,5 МВА	2023	Неудовлетворительное техническое состояние силового трансформатора и отсутствие перспективных потребителей (решение технического совета № 4 от 07.02.2017 г.)
9.	ПС 110 кВ Нерехта-1	Исполнение строительной части ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ; обеспечение заходов ВЛ 35 кВ; строительство здания ОПУ (ЗРУ 6 кВ) и монтаж оборудования; монтаж фундаментов и оборудования маслохозяйства Т-1, Т-2; замена МВ-110 кВ (12 шт), МВ-35 кВ (3 шт) на элегазовые; замена МВ-10 кВ (25 шт), МВ-6 кВ (21 шт) на вакуумные; замена оборудования	Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго»	82 МВА	82 МВА	2024	Высокая степень износа оборудования (Акт общего технического осмотра зданий и сооружений по состоянию на 29.09.2017 г.)

1	2	3	4	5	6	7	8
		систем РЗА и ПА, СДТУ и АСКУЭ, а также монтаж систем охранно-пожарной сигнализации					
10 .	Костромская ТЭЦ-2	Замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата стационарный номер 3 барабанного типа с увеличением паропроизводительности с 210 до 250 тонн/час: барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочные экраны котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата замена в полном объеме следующих элементов котлоагрегата стационарный номер 4 барабанного типа с увеличением паропроизводительности с 210 до 250 тонн/час: барабан котлоагрегата; пароперегреватели котлоагрегата; топочные экраны котлоагрегата; перепускные трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту парового котлоагрегата замена цилиндра высокого давления для теплофикационной паровой турбины стационарный номер ТГ-2 с увеличением установленной мощности с 110 до 120 МВт	ПАО «ТГК-2» г. Кострома	110 МВт	120 МВт	2025	Проект СиПР ЕЭС России на 2021-2027 гг.

Глава 22. Электрические расчеты

87. Расчеты электрических режимов работы сети напряжением до 110 кВ выполнялись в 2020 году при разработке филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Костромской области на 2021 – 2025 годы.

Расчеты электрических режимов сети напряжением выше 110 кВ в текущем году не проводились.

Глава 23. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на перспективу до 2026 года

88. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на перспективу до 2026 года определялась на основе:

1) перспективных балансов электрической энергии энергосистемы Костромской области;

2) прогноза потребления тепловой энергии по территории Костромской области;

3) данных о фактических удельных расходах топлива на производство электрической и тепловой энергии;

4) данных о планируемых мероприятиях по развитию на территории Костромской области применения возобновляемых и местных видов топлива;

5) данных о планируемых в рамках Программы по энергосбережению мероприятиях по переводу котельных на природный газ с других видов топлива.

Оценка потребности в топливе основана на перспективных объемах производства электрической и тепловой энергии на территории Костромской области.

При этом объем производимой тепловой энергии определялся на основе прогноза потребления тепловой энергии и прогнозируемой величины потерь тепловой энергии в тепловых сетях. Величина потерь тепловой энергии в тепловых сетях принята на уровне последнего зафиксированного статистикой значения в размере 9,5% от полного потребления тепловой энергии.

Удельные расходы топлива также приняты на основе последних зафиксированных статистикой значений.

89. Для учета потенциального снижения расходов топлива на производство тепловой энергии в результате проведения мероприятий Программы по энергосбережению, реализацию которых предполагается финансировать с привлечением внебюджетных источников, расчеты, произведенные с использованием отчетных удельных расходов топлива, скорректированы на величину:

1) определенного изменения общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на местные виды топлива;

2) изменения общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на природный газ (таблица № 82).

Изменение общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на природный газ определено с учетом увеличения КПД котлоагрегатов и представлено в таблице № 81.

Таблица № 81

Изменение общего расхода топлива на производство тепловой энергии в результате проведения запланированных мероприятий по переводу котельного оборудования на природный газ, т.у.т.

Наименование показателя	Общий расход топлива до модернизации оборудования с переводом на ГВЭР		Общий расход топлива после модернизации оборудования с переводом на ГВЭР		Экономия общего расхода топлива на производство тепловой энергии, т.у.т.
	природный газ	уголь	природный газ	уголь	
Вид топлива					2 241,4
Количественное значение	0	7 601,9	5 360,5	0	

Результаты проведенной оценки потребности электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на основе описанных выше исходных данных представлены в таблице № 83.

Таблица № 82

Модернизация котельного оборудования с переводом на использование газа в качестве основного топлива

№ п/п	Наименование объекта	Адрес	Стоимость, тыс. руб.	Год реализации	Примечание
г. Галич					
1)	котельная	ул. Леднева	161 887,00	2022	Администрацией городского округа - город Галич Костромской области проводится работа по привлечению концессионера в отношении тепло-энергетического комплекса для перевод угольных котельных на природный газ за счет средств инвестора
2)	котельная	ул. Школьная		2022	
3)	котельная	ул. Гладышева		2022	
4)	котельная	ул. Ленина, д. 54		2022	
5)	котельная	ул. Окружная		2022	
6)	котельная	ул. Советская, д. 7		2022	
7)	котельная	ул. Клары Цеткин		2022	
8)	котельная	ул. Революции, д. 23		2022	
9)	котельная	ул. Костромское шоссе		2022	

Расчет структуры топливного баланса электростанций и котельных
Костромской области в 2026 году

Наименование показателя, единица измерения	Базовый вариант	
Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч	18 277 000	
Конечное потребление тепловой энергии (без учета потерь), Гкал	5 715 762	
Потери в тепловых сетях, процентов	9,5	
Конечное потребление тепловой энергии (с учетом потерь), Гкал	6 315 759	
Удельный расход топлива на производство электроэнергии, г.у.т./кВт·ч	307,7	
Удельный расход топлива на производство тепловой энергии, кг у.т./Гкал	174,1	
Расход топлива на производство электроэнергии, т.у.т.	5 623 833	
Расход топлива на производство тепловой энергии, т.у.т.	1 099 574	
Расход топлива на производство электрической энергии, т.у.т.	всего, том числе:	5 623 833
	газ	5 580 800
	нефтепродукты	41 468
	торф	0
	ГВЭР и отходы	1 565
	уголь	0
Расход топлива на производство тепловой энергии (без учета мероприятий Программы по энергосбережению), т.у.т.	всего, том числе:	1 099 574
	газ	700 648
	нефтепродукты	46 622
	торф	169 774
	ГВЭР и отходы	71 912
	уголь	110 617
Расход топлива на производство тепловой энергии (с учетом мероприятий Программы по энергосбережению), т.у.т.	всего, том числе:	1 098 844
	газ	706 009
	нефтепродукты	37 661
	торф	169 774
	ГВЭР и отходы	82 385
	уголь	103 015
Общий расход топлива на производство тепловой и электрической энергии, т.у.т.	всего, том числе:	6 722 677
	газ	6 286 809
	нефтепродукты	79 129
	торф	169 774
	ГВЭР и отходы	83 950
	уголь	103 015

Глава 24. Анализ наличия выполненных схем теплоснабжения муниципальных образований Костромской области

90. Муниципальными образованиями Костромской области проведены мероприятия по разработке схем теплоснабжения поселений и городских округов в соответствии с требованиями Федерального закона от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении». Из 148 муниципальных образований Костромской области системы централизованного теплоснабжения имеются в 129 муниципальных образованиях Костромской области. Информация о разработке схем теплоснабжения в Костромской области представлена в таблице № 84.

Таблица № 84

Состояние разработки схем теплоснабжения в Костромской области

Численность населения	Количество муниципальных образований Костромской области с централизованным теплоснабжением	Количество утвержденных схем теплоснабжения
От 500 и более тыс. жителей	0	0
От 100 до 500 тыс. жителей	1	1
От 10 до 100 тыс. жителей	6	6
Менее 10 тыс. жителей	122	122
Всего по области	129	129

Таким образом, схемы теплоснабжения муниципальных образований Костромской области разработаны в полном объеме.

Глава 25. Модернизация систем централизованного теплоснабжения муниципальных образований Костромской области

91. Сложившаяся парадигма развития топливно-энергетического хозяйства Костромской области, характеризующаяся избытком электрической мощности станций энергосистемы Костромской области, обуславливает нецелесообразность строительства дополнительных источников когенерации вместо отопительных котельных. При этом наиболее значительная часть потребителей расположена на локальных территориях, потребность в тепловой энергии которых покрывается уже существующими ТЭЦ.

92. Исключения могут составлять:

1) города Кострома, Волгореченск, Шарья, поскольку теплоснабжение потребителей данных территорий обеспечивают существующие источники когенерации.

Имеется принципиальная возможность передать нагрузки котельных на данные источники когенерации. При этом перспектива реализации данных мероприятий должна быть определена при разработке схемы теплоснабжения данных городов и определяется соотношением величины свободной тепловой мощности источников когенерации и договорной нагрузки котельных, а главное, технической и экономической реализуемостью и целесообразностью связанного с этим изменения схемы теплоснабжения.

В конце 2018 года были переданы все котельные бывшего предприятия МУП «Шарьялестеплосервис» в хозяйственное ведение МУП «Шарьинская ТЭЦ». В октябре 2019 года МУП «Шарьинская ТЭЦ» были переданы две угольные котельные от ОАО «РЖД», расположенные по адресам: г. Шарья, ул. Октябрьская, д. 2 и ул. Пристанционная, д. 16А.

В 2019 году были закрыты две котельные и переведены на централизованное теплоснабжение от Шарьинской ТЭЦ детский сад № 1 и школа № 1. Кроме того, МУП «Шарьинская ТЭЦ» построена новая электрокотельная (котельная № 17, г. Шарья, ул. Вокзальная, д. 8), обеспечивающая теплом 4 жилых дома, ранее отапливаемых от электрокотельной Дистанции электроснабжения ОАО «РЖД» Северной железной дороги.

В 2020 году закрыта котельная № 8 и переведена на централизованное теплоснабжение от Шарьинской ТЭЦ товарная контора Дистанции электроснабжения ОАО «РЖД» Северной железной дороги (г. Шарья, ул. Октябрьская, д. 2). Взамен угольной котельной № 13 введена электрокотельная, обеспечивающая теплоснабжение жилого дома (г. Шарья, ул. Громова, 86).

В 2021 году планируется выполнение работ по переводу двух угольных котельных на электроотопление, расположенных по адресам: г. Шарья, ул. Пристанционная, д. 16А (котельная № 11) и ул. Трудовая, д. 84-1 (котельная № 3).

Прорабатывается возможность подключения нагрузки мазутной котельной ОАО «РЖД» к централизованным тепловым сетям Шарьинской ТЭЦ;

2) проекты строительства новых объектов промышленности и жилья, для которых отрицательное сальдо баланса тепловой мощности по территории реализации инвестиционного проекта к моменту сдачи в эксплуатацию строящегося объекта не позволяет удовлетворить рост нагрузок.

В рамках обеспечения перспективных инвестиционных проектов необходимой инфраструктурой со стороны органов государственной власти Костромской области, энергокомпаний и самих инвесторов необходим анализ существующих вариантов подключения перспективных потребителей к источникам теплоснабжения.

В таблице № 85 приведены результаты мониторинга степени проработки схем теплоснабжения перспективных объектов жилищно-коммунального хозяйства на территории Костромской области.

Таблица № 85

Результаты мониторинга степени проработки схем теплоснабжения перспективных объектов жилищно-коммунального хозяйства на территории Костромской области

№ п/п	Наименование проекта развития жилищно-коммунального комплекса	Возможность подключения к существующему источнику теплоснабжения	Необходимость строительства нового источника теплоснабжения	Примечание	Теплоснабжение, Гкал/ч	
					на 2026 год	на конец реализации проекта
1	2	3	4	5	6	7
1.	мкр-н «Агашкина гора-1» (ул. Магистральная)		+		11,618	11,618
2.	пос. Волжский	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			6,769	6,769
3.	дер. Каримово	+		Расстояние до источника – 2 200 м	3,137	3,137
4.	мкр-н «Солоница»		+		1,479	1,479
5.	мкр-н «Новый город»	+		Расстояние до источника – 1 100 м	7,157	7,157
6.	хут. Чернигино	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			5,069	5,069
7.	мкр-н «Агашкина гора-2» (ул. Магистральная-Волгореченское шоссе)	+		Расстояние до источника – 2 200 м	18,208	18,208
8.	мкр-н «Паново-2»	+			6,560	6,560
9.	Караваяево (между ТЦ «Коллаж» и пос. Караваяево)	+			3,071	51,028
10.	дер. Подолец	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			2,475	2,475
11.	дер. Становщиково	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			4,175	9,542
12.	дер. Коряково («Агротехнопарк»)	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			4,324	13,300
13.	дер. Ключниково	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			19,222	19,222
14.	мкр-н № 11 в г. Волгореченске	+			1,759	1,759
15.	пос. Апраксино	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,274	0,274

1	2	3	4	5	6	7
16.	с. Шунга	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,221	0,221
17.	мкр-н «Жужелино», г. Кострома	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,716	0,716
18.	пос. Шувалово	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,907	0,907
19.	дер. Стрельниково	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,549	0,549
20.	дер. Петрилово	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,477	0,477
21.	дер. Пустошки	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,107	0,107
22.	Жилая застройка, ограниченная ул. Индустриальной-Кинешемским шоссе и пос. Караваево	+			2,475	5,421
23.	Квартал застройки в г. Мантурово по ул. Нагорной	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			1,014	1,014
24.	мкр-н «Южный» по ул. Восточной в г. Нерехте	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,137	0,137
25.	Квартал застройки мкр-н «Южный» по ул. Южной в г. Нерехте	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,268	0,268
26.	Квартал застройки в р-не дер. Осипово в г. Шарье	Требуется проработка в схеме теплоснабжения			0,197	0,197

Проведенный анализ показывает, что к проектам, для которых необходимо строительство новых источников теплоснабжения, могут быть отнесены участок застройки «Агашкина гора-1» и мкр-н «Солоница». Для обеспечения покрытия потребности в тепловой энергии мкр-на «Солоница» необходимо строительство нового источника теплоснабжения взамен нерентабельной котельной по адресу: г. Кострома, ул. Водяная, 95. Для участка застройки «Агашкина гора-1» также требуется строительство нового источника теплоснабжения, так как существующая котельная, расположенная по адресу: г. Кострома, ул. Московская, 105, не может обеспечить покрытие полной тепловой нагрузки. Однако указанные проекты не вызывают необходимости строительства новых источников когенерации, так как их потребность в тепловой энергии в силу относительно низкого значения последней наиболее целесообразно удовлетворить мощностями котельных в условиях профицита электрической мощности в энергосистеме Костромской области.

Глава 26. Прогноз развития теплосетевого хозяйства на территории Костромской области

93. Согласно статистическим данным доля тепловых сетей, нуждающихся в замене, демонстрирует небольшую динамику снижения в 2016 – 2020 годах, но все равно до сих пор составляет треть в общей протяженности всех тепловых сетей (таблица № 86).

Таблица № 86

Динамика износа тепловых и паровых сетей в 2016 – 2020 годах

Наименование показателя, единица измерения	2016	2017	2018	2019	2020
Протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, в двухтрубном исчислении, км	305,5	305,1	291,1	281,9	276,4
Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	33,0	33,0	31,0	31,0	30,3

Учитывая сложившуюся динамику с износом систем теплоснабжения в Костромской области, особое значение для поддержания ее безаварийности имеют мероприятия по перевооружению, реконструкции и замене тепловых и паровых сетей.

При сохранении в отчетный период среднегодовых темпов износа и реконструкции (2,5% и 2,1% соответственно) к 2026 году протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, составит около 282 км в двухтрубном исчислении, или 30,9% от их общей протяженности (таблица № 87).

Таблица № 87

Динамика износа тепловых и паровых сетей в 2021 – 2026 годах

Наименование показателя, единица измерения	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Протяженность тепловых и паровых сетей, нуждающихся в замене, в двухтрубном исчислении, км	276,4	277,5	278,6	279,7	280,8	281,9
Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей, %	30,3	30,4	30,5	30,6	30,8	30,9

В таблице № 88 приведены расчеты, демонстрирующие, что для сохранения к 2026 году уровня износа сетей на текущем уровне необходимо ежегодно заменять 22,8 км в двухтрубном исчислении (2,5% от общей протяженности). Для того чтобы к 2026 году полностью отказаться от эксплуатации сетей, выработавших свой ресурс, необходимо ежегодно заменять 82,8 км в двухтрубном исчислении (9,1% от общей протяженности). Данные расчеты выполнены исходя из предположения, что общая протяженность сетей в двухтрубном исчислении в течение заданного периода является неизменной и составляет 912,8 км в двухтрубном исчислении.

Предотвращение подобной ситуации требует снижения степени износа основных фондов в системах теплоснабжения Костромской области путем существенного увеличения среднегодовых объемов реконструкции и замены тепловых сетей.

Таблица № 88

Оценка необходимости замены тепловых сетей

№ сценария	Удельный вес сетей, нуждающихся в замене в общем протяжении всех тепловых сетей в 2026 г., %	Замена тепловых и паровых сетей в двухтрубном исчислении сетей в год		Величина капиталовложений в год, тыс. руб.
		%	км	
1.	30,9	2,5	22,8	225 225
2.	20	5,1	46,4	448 400
3.	10	7,1	64,6	624 150
4.	0	9,1	82,8	799 900

Приложение № 1

к схеме и программе развития
электроэнергетики Костромской
области на 2022 – 2026 годы

ПЕРЕЧЕНЬ
земельных участков для жилищного строительства в Костромской области

№ п/п	Наименование квартала застройки	Площадь участка, га	Объемы жилья, тыс. кв. м	Количество жителей, тыс. человек	Объекты социальной инфраструктуры		Необходимая мощность потребления объектов инженерной инфраструктуры			
					наименование объекта	мощность (число мест в школах и детских садах, тыс. кв. м площади предприятий бытового обслуживания)	водоснабжение и водоотведение, м ³ /сут.	электро-снабжение, кВт	тепло-снабжение, Гкал/ч	газоснабжение, нм ³ /год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	мкр-н «Агашкина гора-1» (ул. Магистральная)	23,6	194,8	5,0	Школа Детский сад Предприятие питания, торговли, бытового обслуживания	750 300 3,2	1 392,9	6 678,5	55,733	7 802,62

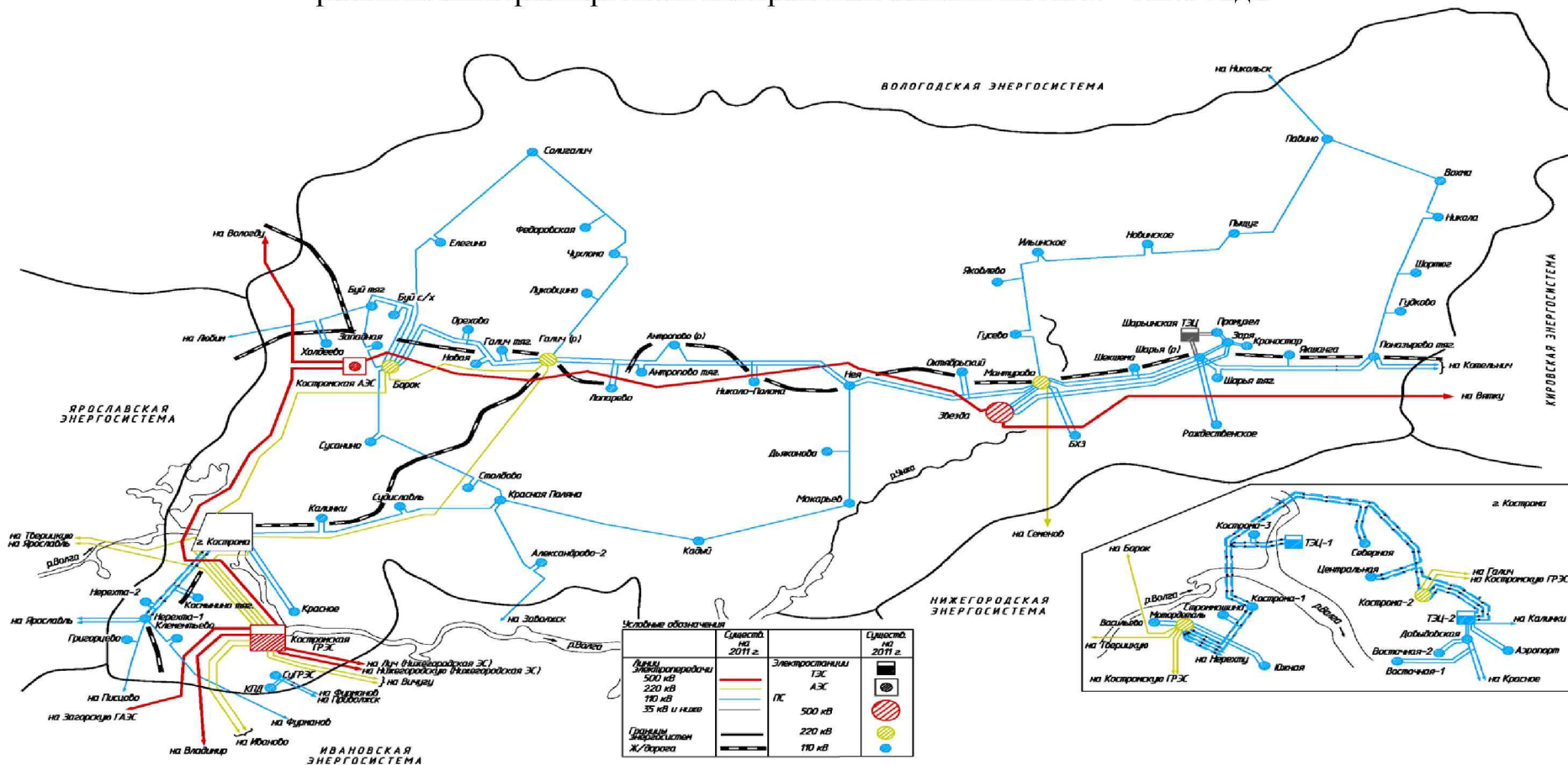
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2.	пос. Волжский	48,2	113,5	1,6	Школа Детский сад Предприятие питания, торговли, бытового обслуживания	240 95 2,5	464	3 905,7	22,764	3 186,96
3.	дер. Каримово	22,5	52,6	2,9	Школа Детский сад Предприятие питания, торговли, бытового обслуживания	440 180 3,1	824,5	22 63,8	16,821	2 354,94
4.	мкр-н «Солоница»	10,6	24,8	1,4	Детский сад Предприятие общественного питания	90 1,4	376	1 007,9	6,981	977,34
5.	мкр-н «Новый город»	22,3	120,0	4,8	Школа Детский сад Предприятие питания, торговли, бытового обслуживания	720 280 3,0	1 335,5	4 388,8	35,95	5 033
6.	хутор Чернигино	36,5	85,0	1,2	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	180 72 1,9	348,75	2 933,6	23,695	3 317,3
7.	мкр-н «Агашкина гора-2» (ул. Магистральная- Волгореченское шоссе)	64,5	305,3	11,6	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	1 741 700 8,6	3 246,7	11 290,75	91,213	12 769,83

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8.	мкр-н «Паново-2»	27,0	110,0	6,2	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	930 372 1,8	1 700,1	3 990,12	34,223	4 791,176
9.	Караваево (между ТЦ «Коллаж» и пос. Караваево)	159,0	855,6	34,2	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	3 078 1 700 10,3	9 144,65	29 794,5	243,956	34 153,792
10.	дер. Подолец	31,3	41,5	0,8	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	72 45 0,3	215,14	1 360,2	11,373	1 592,26
11.	дер. Становщиково	120,0	160,0	3,2	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	300 160 0,9	856,13	5 175,1	43,818	6 134,5
12.	дер. Коряково («Агротехнопарк»)	168,5	223,0	4,5	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового	400 250 1,3	1 204,5	7 231,5	61,05	8 547

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
					обслуживания, торговли					
13.	дер. Ключниково	243,4	322,3	6,5	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	600 330 1,9	1 739,44	10 442,8	88,227	12 351,75
14.	мкр-н № 11 в г. Волгореченске	15,1	29,5	0,7	Не предусматривается		175	886,5	Газовые котлы	1 083,34
15.	Бакшеевское сельское поселение, в районе пос. Зарубино	631	600	10	Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового обслуживания, торговли	600 330 1,9	3 500	12 800	150	30 000

к схеме и программе развития электроэнергетики Костромской области на 2022 – 2026 годы

СХЕМА
развития электроэнергетики Костромской области на 2022 – 2026 годы



к схеме и программе развития
электроэнергетики Костромской
области на 2022 – 2026 годы

СХЕМА электрических соединений и объектов электроэнергетики до 2026 года

