



ПОСТАНОВЛЕНИЕ

ГУБЕРНАТОРА КОСТРОМСКОЙ ОБЛАСТИ

от « 19 » апреля 2018 года № 98

г. Кострома

Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Костромской области на 2019 – 2023 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 2019 - 2023 годы.

2. Признать утратившим силу постановление губернатора Костромской области от 3 мая 2017 года № 93 «Об утверждении схемы и программы развития электроэнергетики Костромской области на 2018-2022 годы».

3. Настоящее постановление вступает в силу с 1 января 2019 года и подлежит официальному опубликованию.

п.п. Губернатор области



С. Ситников

Приложение

УТВЕРЖДЕНЫ
постановлением губернатора
Костромской области
от « 19 » апреля 2018 г. № 98

СХЕМА И ПРОГРАММА развития электроэнергетики Костромской области на 2019 – 2023 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 0,44% населения Российской Федерации, производится 0,23% суммарного валового регионального продукта (далее – ВРП), 0,28% промышленной продукции, формируется 0,33% розничного товарооборота и предоставляется 0,29% 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 2017 год |
|---|-----------------------|
| Площадь территории | 0,35 |
| Численность населения | 0,44 |
| Валовой региональный продукт (ВРП), 2016 год | 0,23 |
| Объем отгруженной промышленной продукции | 0,28 |
| Продукция сельского хозяйства | 0,36 |
| Объем работ, выполненных по виду деятельности «строительство» | 0,10 |
| Инвестиции в основной капитал | 0,13 |
| Ввод в действие общей площади жилых домов | 0,39 |
| Оборот розничной торговли | 0,33 |
| Платные услуги населению | 0,28 |

2. На 1 января 2018 года на территории Костромской области проживало 643,3 тыс. человек. Численность городского населения

составила 464,5 тыс. человек (72,2%), сельского – 178,8 тыс. человек (27,8%). Плотность населения в Костромской области составляет 10,7 человека на 1 кв. км.

В 2017 году по коэффициенту рождаемости Костромская область находилась среди лидеров в ЦФО (3 место), однако в регионе 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 1,9 раза ниже, чем в среднем по Российской Федерации. Это обусловлено:

высокой долей сельского и лесного хозяйства – 9% в ВРП (в среднем по Российской Федерации – 5,1%), обеспечивающей невысокую добавленную стоимость;

низкой долей оптовой и розничной торговли – 15,7% в ВРП (в среднем по Российской Федерации – 16,9%);

высокой долей сфер государственного управления, социального страхования, здравоохранения и образования – 20,7% в ВРП (в среднем по России – 13,6%), 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 | | | | | |
|-------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| Всего в экономике | 315,0 | 310,5 | 305,6 | 299,8 | 299,4 | 293,2 |

В структуре занятости преобладают обрабатывающие производства – 20,5% занятых, за которыми следует оптовая и розничная торговля (17,0% занятых), сельское и лесное хозяйство (8,3% занятых).

6. Индекс промышленного производства в Костромской области по итогам 2017 года составил 108%, в том числе по добыче полезных ископаемых – 84%, по обрабатывающим производствам – 108,7%, по производству и распределению электроэнергии, газа и воды – 106,5%.

В 2017 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 160,2 млрд. рублей, что в фактически действующих ценах на 20,4% больше по сравнению с 2016 годом. Доля обрабатывающих производств составила 74,5%, обеспечение электрической энергией, газом и паром – 23,4%, водоснабжения, водоотведения, организация сбора и утилизация отходов – 1,9%.

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

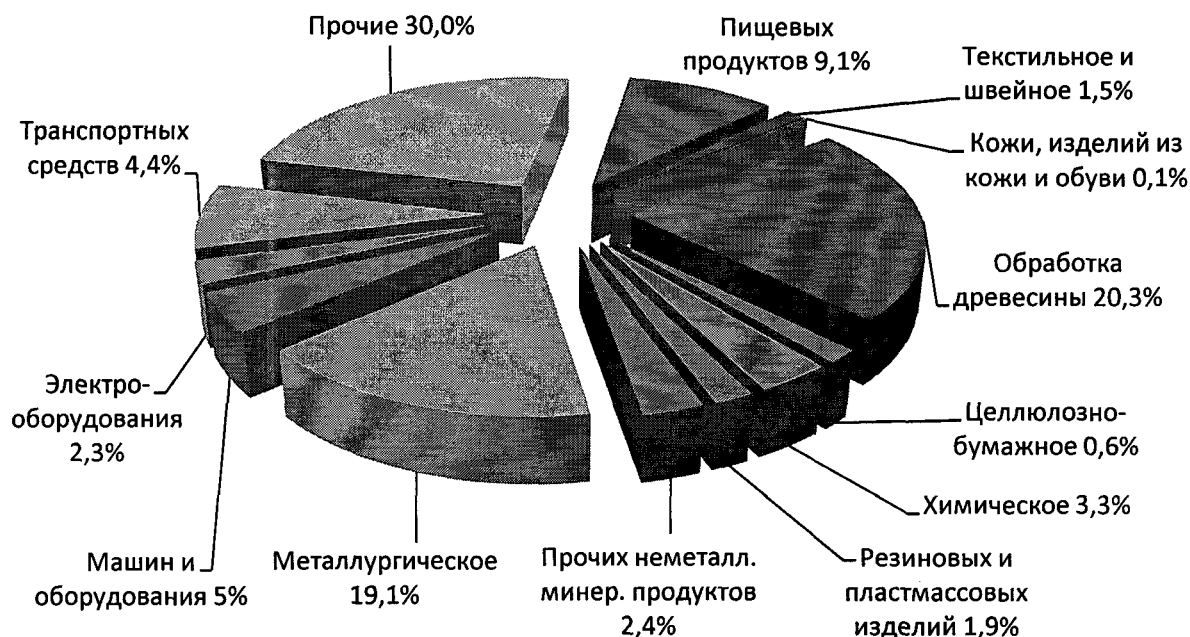
Рисунок № 1

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 20,3%, ювелирная промышленность – 25,9%, металлургическое производство – 14,7%, производство пищевых продуктов – 7,5%, производство транспортных средств и оборудования – 9,3% (рисунок № 2).

Структура обрабатывающих производств Костромской области в 2017 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 Костромской энергосистемы в 2017 году составила 3 824 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 22% 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 2012 - 2017 годах представлена в таблице № 3.

В тепловой энергетике Костромской области помимо электростанций важную роль играют промышленно-производственные и районные котельные. В 2017 году они произвели 3 321 тыс. Гкал тепла, что составляет 60% от всего производства тепла в Костромской области.

Таблица № 3

Производство электрической и тепловой энергии в Костромской области

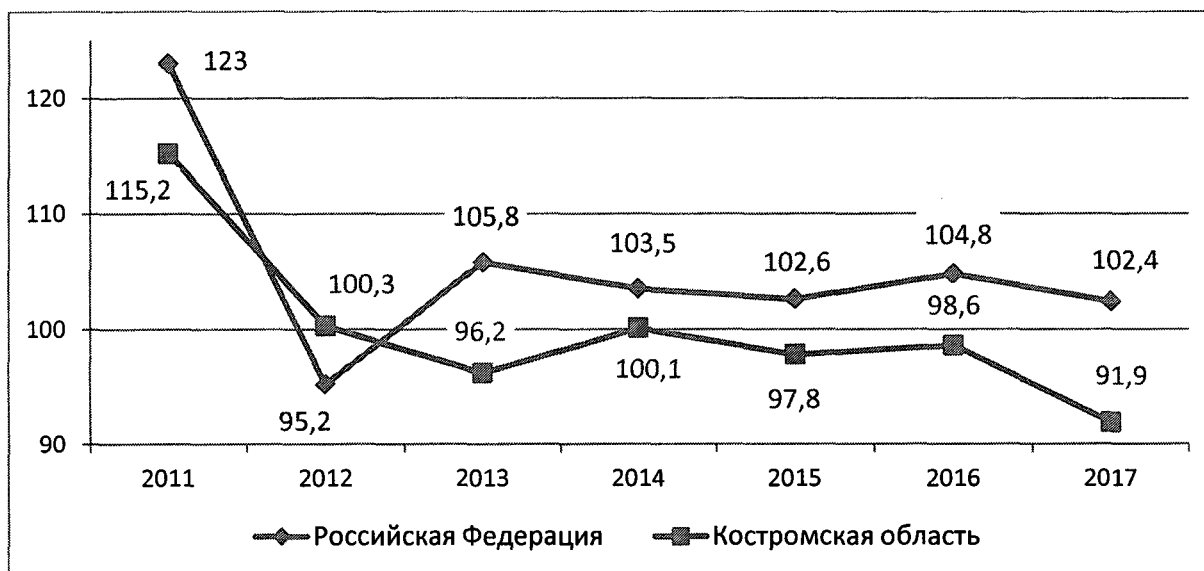
| Наименование показателя | Годы | | | | | |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Произведено электроэнергии, млн. кВт·ч | 15 180,1 | 15 203,4 | 16 501,9 | 14 984,3 | 15 284,8 | 16 454,5 |
| Произведено теплоэнергии, тыс. Гкал | 5 550,4 | 5 287,5 | 5 086,8 | 5 013 | 5 442 | 5 453 |

Количество котельных, обеспечивающих теплоснабжение объектов жизнеобеспечения населения, составляет 900 единиц с суммарной мощностью 1 600 Гкал/ч.

9. Важную роль в экономике Костромской области играет сельское хозяйство. Объем продукции сельского хозяйства в 2017 году составил 20,2 млрд. рублей, индекс производства – 91,9% (в том числе по растениеводству – 81,0%, животноводству – 102,6%) (рисунок № 3).

Рисунок № 3

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



Традиционное для Костромской области молочно-мясное скотоводство, несмотря на успехи отдельных хозяйств, в целом показывает отрицательную динамику: во всех категориях хозяйств сокращается производство скота и птицы на убой и молока по причине сокращения поголовья крупного рогатого скота. Вместе с тем динамично развивается птицеводство: ежегодно увеличивается поголовье птицы и производство яиц (таблица № 4).

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

| Наименование показателя | Годы | | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Посевная площадь в хозяйствах всех категорий, тыс. га | 199,2 | 190,0 | 191,5 | 191,8 | 192,0 | 194,9 | 191,6 |
| Поголовье скота и птицы в хозяйствах всех категорий, тыс. голов: | | | | | | | |
| крупного рогатого скота, | 66,8 | 63,2 | 61,3 | 58,2 | 56,1 | 55,3 | 53,6 |
| в том числе коров | 31,8 | 29,7 | 27,4 | 25,7 | 24,7 | 23,9 | 23,4 |
| свиней | 46,8 | 50,8 | 33,4 | 26,3 | 25,9 | 34,3 | 36,6 |
| овец и коз | 20,6 | 19,6 | 18,8 | 19,1 | 20,2 | 19,3 | 18,2 |
| птицы | 3 687 | 3 710 | 3 507 | 3 661 | 3 757 | 3 898 | 3 292 |
| Производство основных видов сельскохозяйственной продукции в хозяйствах всех категорий, тыс. тонн: | | | | | | | |
| зерно (в весе после доработки) | 68,0 | 59,9 | 46,2 | 65,4 | 60,1 | 54,4 | 41,6 |
| льноволокно | 1,2 | 1,4 | 0,8 | 0,1 | 0,2 | 0,02 | 0,02 |
| картофель | 188,8 | 177,3 | 173,7 | 184,9 | 186,8 | 171,1 | 141,7 |
| овощи | 110,8 | 110,3 | 111,3 | 112,7 | 112,5 | 120,6 | 104,5 |
| скот и птица на убой (в живом весе) | 34,1 | 32,6 | 30,0 | 24,8 | 22,9 | 21,7 | 23,2 |
| молоко | 127,6 | 121,0 | 111,3 | 106,9 | 108,1 | 108,2 | 108,3 |
| яйца, млн. шт. | 646,1 | 645,6 | 672,9 | 702,8 | 740,1 | 771,0 | 812,9 |

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 2017 году объем работ, выполненных по виду деятельности «Строительство», составил 7,3 млрд. рублей, сократившись в сопоставимых ценах по сравнению с 2016 годом на 33,7% (рисунок № 4).

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

В 2017 году введено 310,2 тыс. кв. м общей площади жилых домов (на 0,3% выше уровня 2016 года).

Рост жилищного строительства 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

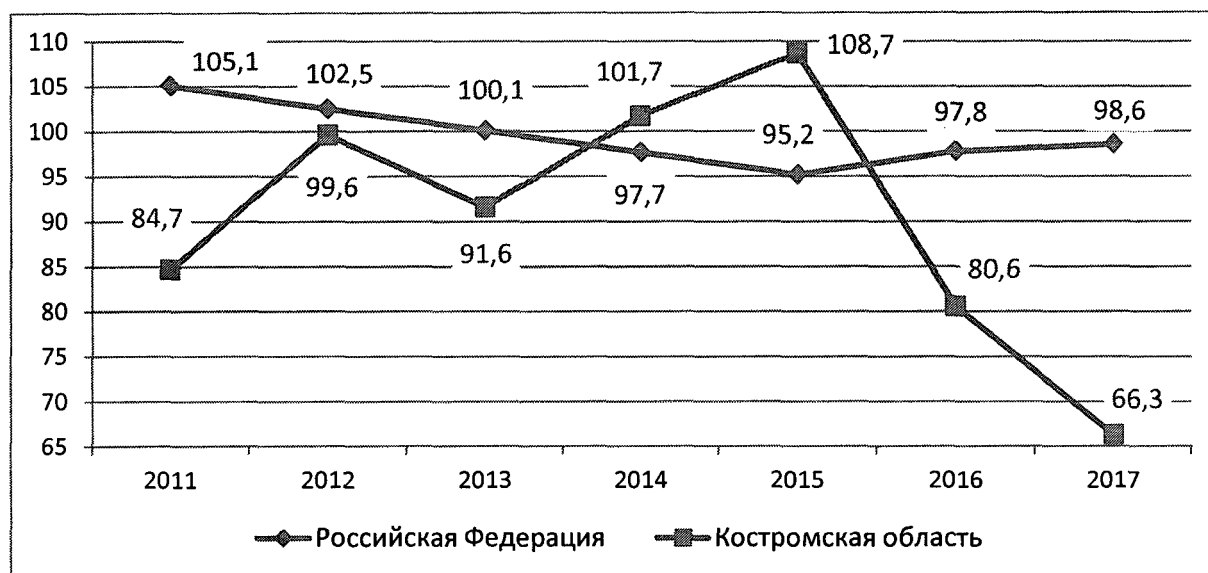


Таблица № 5

Основные показатели жилищных условий населения

| Наименование показателя | Годы | | | | | |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
| Ввод в действие жилых домов, тыс. кв. м общей площади | 156,4 | 204,7 | 228,2 | 328,3 | 322,4 | 309,2 |
| Жилищный фонд – всего, тыс. кв. м | 16 806 | 16 933 | 16 864 | 17 021 | 17 311 | 17 411 |
| Удельный вес ветхого и аварийного жилищного фонда в общей площади всего жилищного фонда, % | 3,7 | 3,6 | 4,2 | 4,3 | 3,5 | 3,9 |
| Общая площадь жилых помещений, приходящаяся в среднем на одного жителя (на конец года), кв. м | 25,4 | 25,7 | 25,7 | 26,0 | 26,6 | 26,9 |
| Средний размер одной квартиры, кв. м общей площади жилых помещений | 48,9 | 49,1 | 49,6 | 49,6 | 49,8 | 50,0 |

13. По итогам 2017 года объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования в Костромской области составил 20,6 млрд. рублей.

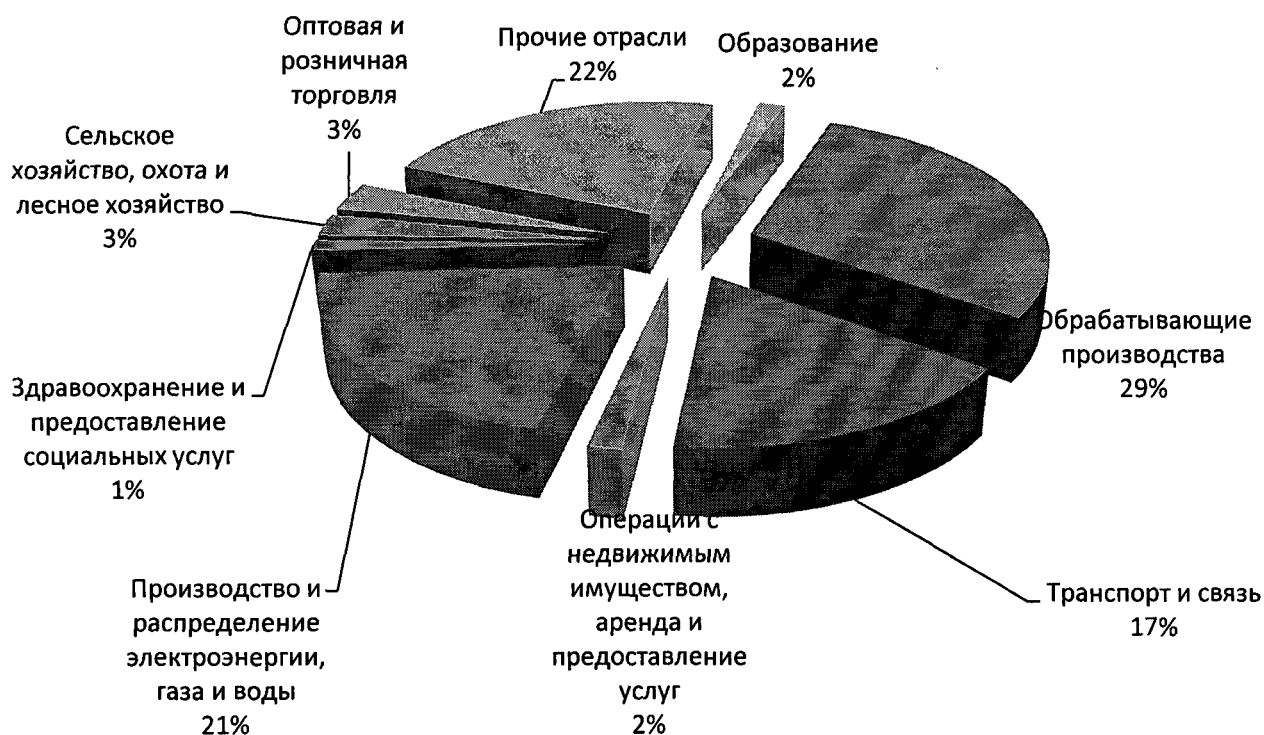
В целом за период 2012 - 2017 годов объем инвестиций в основной капитал за счет всех источников финансирования превысил 144,3 млрд. рублей.

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

Наибольшая доля инвестиционных вложений в 2017 году приходится на обрабатывающие производства – 29,4%, производство и распределение электроэнергии, газа и воды – 20,7%, транспорт и связь – 17% (рисунок № 5).

Рисунок № 5

Структура инвестиций в основной капитал Костромской области в 2017 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: машины и оборудование, транспортные средства. Именно это направление обеспечивает максимальную эффективность вложенных средств, модернизацию экономики, рост производства.

Для экономики области в последние годы характерна высокая доля собственных средств в источниках финансирования инвестиций (70% в 2017 году). Таким образом, на долю заемных средств приходится 30%, в том числе 3,6% - кредиты банков, 18,9% - бюджетные средства.

На территории Костромской области реализуется ряд крупных инвестиционных проектов, обеспечивающих приток инвестиций в различные сферы экономики, в частности, строительство завода по производству буровых установок ООО «НОВ Кострома» в г. Волгореченске, организация производства труб среднего диаметра на

ОАО «Газпромтрубинвест», создание и расширение производственных мощностей на АО «Костромской завод автокомпонентов», реконструкция и техническое перевооружение производства ДСП на промплощадке ООО «СВИСС КРОНО» в г. Шарье, строительство автоматизированного мусоросортировочного комплекса твердых коммунальных отходов ООО «ЭкоТехноМенеджмент» и другие.

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

Рисунок № 6

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

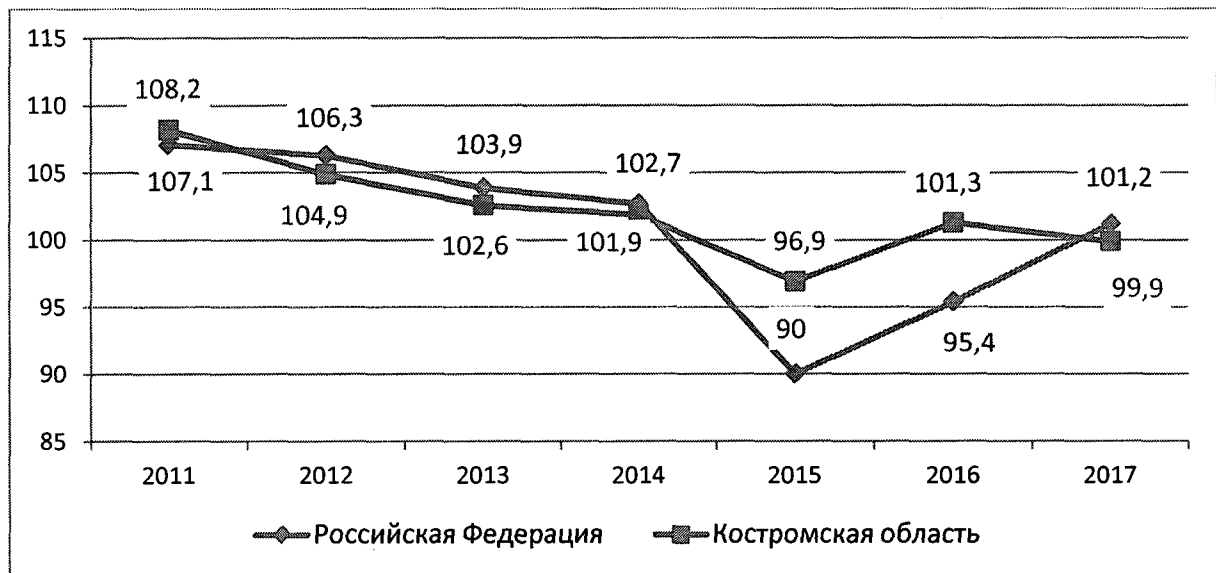


Рисунок № 7

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» и магазины по продаже электроники и бытовой техники «М-Видео», «Эльдорадо», «ТехноСила». Крупные представители местных торговых сетей: компания торговая группа «Высшая Лига», магазины «Десяточка».

В структуре платных услуг населению области наибольший удельный вес в 2017 году приходится на жилищно-коммунальные услуги (42,2%), услуги связи (17,3%), транспортные (15,5%) и бытовые (7,0%) услуги.

Глава 2. Характеристика костромской энергосистемы

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 3 824 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 Костромской энергосистеме за 2017 год составила 16 454,5 млн. кВт·ч, потребление – 3 622 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 «Русэнергосбыт»;
- 3) ООО «Инициатива ЭСК»;
- 4) ООО «Гарант Энерго»;
- 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 2017 году 3 622 млн. кВт·ч и уменьшилось по сравнению с 2016 годом почти на 0,4% (таблица № 6).

Таблица № 6
Динамика полного потребления электроэнергии в Костромской области

| Наименование показателя | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--|-------|-------|---------|---------|-------|
| Полное потребление, млн. кВт·ч | 3 602 | 3 617 | 3 578,8 | 3 636,3 | 3 622 |
| Изменение полного потребления, % | 98,6 | 100,4 | 98,9 | 101,6 | 99,6 |
| в т.ч. потери в сетях, млн. кВт·ч | 520 | 518 | 510 | 491 | 489 |
| потребление электроэнергии электростанциями, млн. кВт·ч | 603 | 614 | 585 | 608 | 602 |
| Полезное (конечное) потребление, млн. кВт·ч | 2 479 | 2 485 | 2 483,8 | 2 537,3 | 2 531 |
| Изменение конечного потребления, % | 98,8 | 100,2 | 99,9 | 102,2 | 99,8 |
| Доля потерь в сетях от полезного отпуска, % | 21,0 | 20,8 | 20,5 | 19,4 | 19,3 |

20. Основные причины снижения полного электропотребления в 2017 году заключаются в снижении конечного потребления.

21. Расход электрической энергии на потребление электроэнергии электростанциями всех типов составляет в среднем 3,9% от выработки и остается практически неизменным в период 2013 - 2017 годы.

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 сектора Е и добывающие производства приходится в совокупности 36,5%, в том числе на обрабатывающие производства – 26%.

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 2017 году около 21 млн. кВт·ч.

В структуре полезного электропотребления Костромской области доля бытового сектора (населения) составляет порядка 24%, доля прочих производств, включая сферу услуги, – около 20%, отраслей сельского хозяйства и лесного хозяйства – менее 3%, отрасли строительства – 1,2%.

Таблица № 7

Структура электропотребления в Костромской области

млн. кВт·ч

| Показатели | Годы | | | | |
|---|---------|-------|---------|---------|-------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Потреблено, всего, в том числе: | 3 602 | 3 617 | 3 578,8 | 3 636,3 | 3 622 |
| потери в сетях | 520,4 | 518 | 510,0 | 491,0 | 489 |
| потребление электроэнергии электростанциями | 603,0 | 614 | 585,0 | 608,0 | 602 |
| Полезное/конечное потребление, в том числе: | 2 478,6 | 2 485 | 2 483,8 | 2 537,3 | 2 531 |
| добыча полезных ископаемых | 1,1 | 1,4 | 1,2 | 1,2 | 1,2 |
| обрабатывающие производства (сектор D) | 609,4 | 645,0 | 642,1 | 648,0 | 646,6 |
| сектор E (без собственных нужд электростанций) | 180,1 | 152,5 | 153,9 | 154,0 | 152,9 |
| строительство | 33,1 | 30,8 | 30,5 | 30,6 | 30,5 |
| транспорт и связь | 490,4 | 525,4 | 519,0 | 519,5 | 518,0 |
| производственные нужды сельского хозяйства, лесного хозяйства | 79,9 | 68,1 | 67,0 | 67,3 | 67,1 |
| бытовой сектор (население) | 551,7 | 558,9 | 561,1 | 607,0 | 606,5 |
| прочие производства, включая сферу услуг | 532,9 | 503,2 | 509,0 | 509,7 | 508,2 |

Динамика структуры электропотребления в Костромской области за 2016 и 2017 годы приведена в таблице № 8.

Динамика структуры электропотребления в Костромской области

| Показатели | 2016 | | 2017 | | 2017/ 2016 | |
|---|---------------|---|---------------|---|------------|---------------|
| | 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: | 3 636,3 | | 3 622 | | -0,4 | -14,3 |
| потери в сетях | 491,0 | | 489 | | -0,4 | -2,0 |
| потребление электроэнергии электростанциями | 608,0 | | 602 | | -1,0 | -6,0 |
| Полезное/конечное потребление, в том числе: | 2 537,3 | 100 | 2 531 | 100 | -0,3 | -6,3 |
| добыча полезных ископаемых | 1,2 | 0,1 | 1,2 | 0,1 | 0 | 0 |
| обрабатывающие производства (сектор D) | 648,0 | 25,5 | 646,6 | 25,5 | -0,2 | -1,4 |
| сектор E (без собственных нужд электростанций) | 154,0 | 6,1 | 152,9 | 6,0 | -0,7 | -1,1 |
| строительство | 30,6 | 1,2 | 30,5 | 1,2 | -0,3 | -0,1 |
| транспорт и связь | 519,5 | 20,5 | 518,0 | 20,5 | -0,3 | -1,5 |
| производственные нужды сельского хозяйства, лесного хозяйства | 67,3 | 2,7 | 67,1 | 2,6 | -0,3 | -0,2 |
| бытовой сектор (население) | 607,0 | 23,9 | 606,5 | 24,0 | -0,1 | -0,5 |
| прочие производства, включая сферу услуг | 509,7 | 20,1 | 508,2 | 20,1 | -0,3 | -1,5 |

Как следует из анализа данных таблицы № 8, изменения за отчетный год невелики. Следует отметить, что по всем направлениям динамика расхода электроэнергии отрицательная.

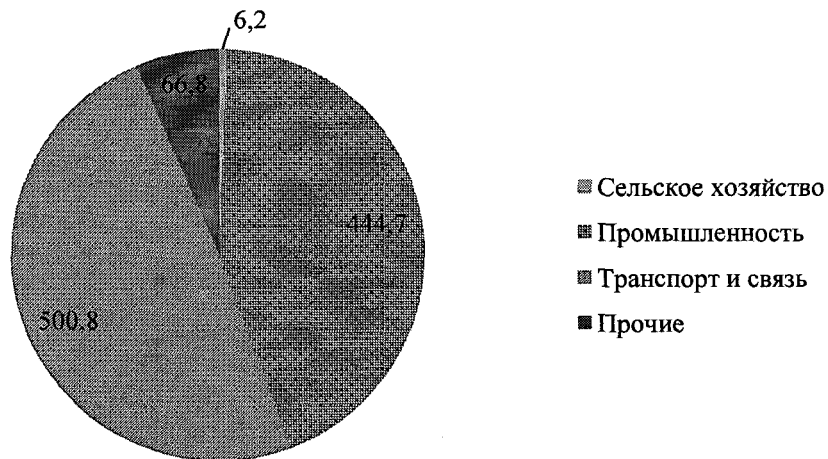
Глава 4. Структура электропотребления по основным группам потребителей

23. На территории Костромской области на основании данных местных энергоснабжающих компаний выделены 25 крупных потребителей электроэнергии, которые совместно формируют потребление порядка 1 018 млн. кВт·ч в 2017 году, или около 28% суммарного электропотребления региона. Среди них доминируют предприятия транспорта и связи, на которые приходится 49% суммарного электропотребления крупных потребителей. Несколько уступают им предприятия обрабатывающей промышленности, обеспечивающие потребление 44% 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 7% и 1%.

Рисунок № 8

Структура отпуска электроэнергии крупнейшим потребителям
Костромской области по их основным группам в 2017 году, млн. кВт·ч



Глава 5. Перечень основных крупных потребителей электрической энергии

24. Несмотря на наличие более 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 71% электропотребления крупных предприятий и 20 % электропотребления региона.

В составе крупных промышленных потребителей электроэнергии основную роль играют деревообрабатывающие предприятия – на них приходится около 70% 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 2013 – 2017 годах.

Потребление электроэнергии крупными потребителями Костромской области в 2013 – 2017 годах

| | млн. кВт·ч | | | | |
|---|------------|-------|-------|-------|-------|
| Наименование предприятия | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| ОАО «РЖД» | 472,0 | 486,1 | 465,8 | 480,0 | 494,8 |
| ООО «СВИСС КРОНО» (ООО «Кроностар») | 252,2 | 246,5 | 249,0 | 242,5 | 231,0 |
| ОАО «Мотордеталь» | 26,7 | 18,5 | - | - | - |
| МУП г. Костромы «Костромагорводоканал» | 36,8 | 34,4 | 32,4 | 31,8 | 29,9 |
| ОАО «Газпромтрубинвест» | 36,7 | 34,9 | 39,3 | 51,5 | 59,2 |
| ООО «СП «Кохлома» | 84,0 | 80,8 | 13,2 | 15,2 | 15,6 |
| ОАО «Фанплит» | | | - | - | - |
| НАО «СВЕЗА Кострома» | - | - | 58,5 | 60,3 | 58,1 |
| ОАО «Мантуровский фанерный комбинат» | 22,4 | - | - | - | - |
| НАО «СВЕЗА Мантурово» | - | 25,4 | 24,8 | 25,9 | 23,8 |
| АО «Оборонэнергосбыт» | 15,6 | 15,6 | 12,5 | 8,7 | 0,7 |
| ООО «Резилюкс-Волга» | 13,1 | 16,4 | 20,2 | 21,4 | 21,0 |
| ООО «Стромнефтемаш» | 9,5 | 5,5 | 1,6 | - | 0,8 |
| АО «ГАЗЗ» | 10,7 | 11,7 | 5,0 | 5,5 | 4,8 |
| ООО «Костромаинвест» | 11,3 | 11,1 | 10,5 | 10,3 | 8,9 |
| МКУ «СМЗ по ЖКХ» | 11,2 | 10,2 | 11,1 | 11,4 | 11,5 |
| ООО «БКЛИМ» | 9,6 | 9,7 | 9,3 | 9,3 | 9,2 |
| Филиал ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» | 9,6 | 9,5 | 9,1 | 8,9 | 9,0 |
| АО «Костромской силикатный завод» | 7,9 | 8,0 | 8,3 | 6,2 | 4,0 |
| АО «Шувалово» | 8,3 | 5,7 | 5,7 | 6,7 | 6,2 |
| МУП «Коммунсервис» Костромского района | 8,1 | 7,3 | 7,0 | 7,1 | 6,9 |
| ООО «КТЭК» | 4,3 | 5,7 | 7,3 | - | - |
| МУП г. Костромы «Городские сети» | - | - | - | 8,8 | 8,8 |
| ПАО «Ростелеком» | 7,4 | 7,7 | 7,0 | 6,6 | 6,0 |
| ЗАО «Экохиммаш» | 6,5 | 6,8 | 7,5 | 8,2 | 8,3 |

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 2013 – 2017 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 2012 – 2016 годах представлены в таблице № 10.

Таблица № 10

Динамика объемов потребления тепловой энергии в Костромской области в 2012 – 2016 годах

| Наименование показателя | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|--------|
| Полное потребление, тыс. Гкал | 5 550,4 | 5 287,5 | 5 086,8 | 5 013,0 | 5 442 | |
| темп прироста, % к предыдущему году | 5,5 | - 4,7 | - 3,8 | - 1,5 | 8,6 | |
| Потери при распределении, тыс. Гкал | 587,0 | 559,2 | 538,0 | 530,2 | 587 | |
| Полезное/конечное потребление, тыс. Гкал | 4 963,0 | 4 728,3 | 4 548,8 | 4 482,8 | 4 862 | 100,0% |
| темп прироста, % к предыдущему году, | 4,7 | - 4,7 | - 3,8 | - 1,5 | 8,5 | |
| в том числе, тыс. Гкал: | | | | | | |
| сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство | 173,1 | 187,3 | 180,2 | 177,5 | 192,6 | 4,0% |
| обрабатывающая промышленность | 1 449,2 | 1 534,6 | 1 476,4 | 1 454,9 | 1 578,0 | 32,4% |
| производство и распределение электроэнергии, газа и воды | 300,0 | 289,6 | 278,6 | 274,6 | 297,8 | 6,1% |
| строительство | 9,7 | 11,9 | 11,4 | 11,3 | 12,2 | 0,3% |
| транспорт и связь | 45,5 | 71,4 | 68,7 | 67,7 | 73,4 | 1,5% |
| прочие виды деятельности, в том числе сфера услуг | 1 099,7 | 785,7 | 755,9 | 745,0 | 808,0 | 16,6% |
| население | 1 885,8 | 1 847,8 | 1 777,6 | 1 751,8 | 1 900,0 | 39,1% |

27. За указанный период потребление тепловой энергии уменьшилось на 108 тыс. Гкал, или на 1,95% к уровню 2012 года. Конечное теплоснабжение сократилось на 101 тыс. Гкал, или 2,0%. Указанные изменения обусловлены объективными факторами: погодными условиями, реализацией мероприятий по энергосбережению, перераспределением структуры экономики в пользу менее теплоемких секторов.

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 непромышленных потребителей, в том числе на сферу услуг, приходится 17%. Доля потерь при распределении – около 10% суммарного теплоснабжения. Наименьшая доля в структуре теплоснабжения приходится на строительную отрасль, теплоснабжение которой составляет всего около 0,3% от его общего объема.

28. Обеспечение потребителей тепловой энергией в 2017 году осуществлялось от 905 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 2017 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 2017 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 |
| | | | № 4 | АП-6 | | | 28 | 1958 |
| | | | № 5 | Р-12-35/5 | | | 74 | 1965 |
| | | | № 6 | Р-12-35/5 | | | 74 | 1966 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | |
|----------------------|------------------------------------|---------------|-----------|-----------------|-----------|------|------|------|------|
| | | 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 | | |
| Всего | | | | | | 450 | 450 | | |
| 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 | T-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 «Шарьинская ТЭЦ» | Шарьинская ТЭЦ | Турбоагрегаты | № 1 | ПР-6-35 (5) 1,2 | | | 31 | 1965 | |
| | | | № 2 | ПР-6-35 (15) 5 | | | 56 | 1966 | |
| | | | №3 | P-12-35/5 | | | 74 | 1979 | |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---------------|-----|-----------|-------|---|-------|------|
| | | Котлоагрегаты | №1 | ТП-35/39У | торф | 35 | | 1964 |
| | | | № 2 | ТП-35/39У | торф | 35 | | 1965 |
| | | | № 3 | ТП-35/39У | торф | 35 | | 1966 |
| | | | № 4 | Т-35/40 | торф | 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 2017 год приведены в таблице № 12.

Таблица № 12

Объем отпуска тепловой энергии крупными источниками
теплоснабжения по группам потребителей за 2017 год

| Станция | Показатель | Объем отпуска тепловой энергии, тыс. Гкал |
|--|----------------------------------|---|
| Костромская ГРЭС | Отпуск, в том числе: | 179,9 |
| | 1) полезный отпуск, в том числе: | 142,5 |
| | промышленность | 19,5 |
| | жилищные организации | 107,2 |
| | бюджетные организации | 15,8 |
| | прочие | 0 |
| | 2) потери | 37,4 |
| Шарьинская ТЭЦ | Отпуск, в том числе: | 220,0 |
| | 1) полезный отпуск, в том числе: | 144,1 |
| | промышленность | 0,7 |
| | жилищные организации | 109,0 |
| | бюджетные организации | 20,4 |
| | прочие | 13,9 |
| | 2) потери | 75,9 |
| Костромская ТЭЦ-1 (ПАО «ТГК-2») | Отпуск, в том числе: | 679,1 |
| | 1) полезный отпуск, в том числе: | 564,9 |
| | промышленность | 95,0 |
| | жилищные организации | 231,6 |
| | бюджетные организации | 73,1 |
| | прочие | 165,2 |
| | 2) потери | 113,6 |
| Костромская ТЭЦ-2 (ПАО «ТГК-2») | Отпуск, в том числе: | 933,6 |
| | 1) полезный отпуск, в том числе: | 775,0 |
| | промышленность | 22,1 |
| | жилищные организации | 395,3 |
| | бюджетные организации | 111,8 |
| | прочие | 245,8 |
| | 2) потери | 155,4 |
| Районная котельная № 2 (ПАО «ТГК-2») | Отпуск, в том числе: | 119,7 |
| | 1) полезный отпуск, в том числе: | 104,6 |
| | промышленность | 6,3 |
| | жилищные организации | 56,2 |
| | бюджетные организации | 7,7 |
| | прочие | 34,4 |
| | 2) потери | 15,1 |

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 | 50 | 690,6 |
| 4. | г.о.г. Мантурово | 35 | 92,2 |
| 5. | г.о.г. Шарья | 22 | 58,8 |
| 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. | Кадыйский 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. | Мантуровский муниципальный район | 18 | 12,6 |
| 17. | Межевской муниципальный район | 15 | 6,2 |
| 18. | Муниципальный район г. Нерехта и Нерехтский район | 31 | 72,6 |
| 19. | Муниципальный район г. Нея и Нейский район | 30 | 42,3 |
| 20. | Октябрьский муниципальный район | 14 | 7,9 |
| 21. | Островский муниципальный район | 45 | 24,7 |
| 22. | Павинский муниципальный район | 24 | 7,2 |
| 23. | Парфеньевский муниципальный район | 20 | 16,0 |
| 24. | Поназыревский муниципальный район | 15 | 15,9 |
| 25. | Пыщугский муниципальный район | 17 | 9,2 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-----|-----------------------------------|-----|----------|
| 26. | Солигаличский муниципальный район | 37 | 32,8 |
| 27. | Судиславский муниципальный район | 40 | 26,7 |
| 28. | Сусанинский муниципальный район | 36 | 8,5 |
| 29. | Чухломский муниципальный район | 35 | 12,0 |
| 30. | 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 теплопотребления 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 2013 – 2017 годах представлена в таблице № 14.

Таблица № 14

Потребность г. Костромы в тепловой энергии по группам потребителей
в 2013 – 2017 годах

тыс. Гкал

| Наименование показателя | Объем отпуска тепловой энергии | | | | |
|----------------------------------|--------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Всего, в т.ч.: | 1 820,8 | 1 805,7 | 1 612,4 | 1 719,9 | 1 732,4 |
| 1) полезный отпуск, в том числе: | 1 595,4 | 1 514,9 | 1 368,5 | 1 451,7 | 1 444,5 |
| промышленность | 203 | 123,5 | 115,9 | 126,3 | 123,5 |
| жилищные организации | 876,4 | 839,5 | 708,1 | 720,8 | 683,1 |
| бюджетные организации | 264 | 218,4 | 181,5 | 199,2 | 192,6 |
| прочие | 252 | 333,5 | 363,0 | 405,4 | 445,3 |
| 2) потери | 221,5 | 287,2 | 240,3 | 264,4 | 284,1 |

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».

Перечень крупных потребителей тепловой энергии Костромской области

| № п/п | Наименование потребителя | 2016 год | | 2017 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» | 60,2 | 46,0 | 60,2 | 46,0 |
| 2. | ФКУ «Исправительная колония № 1 Управления Федеральной службы исполнения наказаний по Костромской области» | 11,2 | 5,3 | 11,5 | 5,3 |
| 3. | ООО «НКЛМ» | 31,4 | 25,4 | 31,8 | 25,4 |
| 4. | ООО «Управляющая компания жилищно-коммунального хозяйства № 1» | 40,2 | 24,2 | 38,9 | 24,1 |
| 5. | ООО «Заволжье» | 34,4 | 19,1 | 31,0 | 18,4 |
| 6. | ООО «Управляющая компания «Жилстрой» | 25,6 | 16,4 | 19,2 | 3,2 |
| 7. | ООО «УК «Жилсервис» | 17,3 | 10,6 | 14,8 | 10,6 |
| 8. | ООО «Жилищно-эксплуатационное ремонтно-строительное управление № 2» | 15,0 | 7,5 | 12,6 | 6,7 |
| 9. | ООО «Управляющая компания «Костромской Дом» | 133,5 | 78,0 | 126,1 | 77,7 |
| 10. | ООО «Управляющая Компания жилищно-коммунального хозяйства № 3» | 43,2 | 27,4 | 42,1 | 26,8 |
| 11. | ООО «Управляющая компания «Коммунальный функциональный комплекс-44» | 20,7 | 12,6 | 16,3 | 9,7 |
| 12. | ООО «Управляющая компания ЖКХ № 2» | 35,5 | 18,5 | 32,7 | 18,3 |
| 13. | ООО «УК Жилстрой-2» | 14,9 | 8,9 | 15,4 | 10,5 |
| 14. | ООО «Управляющая компания «Ремжилстрой+» | 27,9 | 18,2 | 26,1 | 16,6 |
| 15. | АО «Тепличный комбинат «Высоковский» | 26,3 | 110,6 | 27,7 | 110,6 |
| 16. | МУП ЖКХ «Каравая» администрации Караваявского сельского поселения Костромского муниципального района Костромской области | 33,2 | 12,6 | 30,9 | 12,6 |
| 17. | ФГБУ ВО Костромская ГСХА | 10,6 | 6,7 | 10,5 | 6,7 |
| 18. | ООО УК «ИнтехКострома» | 28,9 | 16,8 | 24,9 | 13,8 |
| 19. | ООО «Управляющая компания «Юбилейный 2007» | 139,8 | 85,6 | 133,3 | 82,4 |
| 20. | МУП города Костромы «Городские сети» | 225,4 | 70,4 | 264,7 | 70,4 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|-----|---|------|------|------|------|
| 21. | МУП города Костромы «Городская управляющая компания» | 52,0 | 21,3 | 46,0 | 19,7 |

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 2017 года установленная мощность электростанций Костромской области составила 3 824 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 2017 года приведена в таблице № 16 и на рисунке № 9.

Таблица № 16

Структура установленной электрической мощности на территории Костромской области по состоянию на 31 декабря 2017 года, МВт

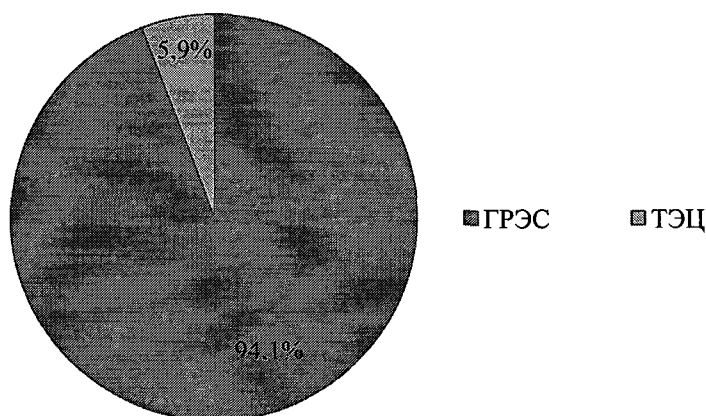
| Тип электростанций | Генерирующие компании | Установленная мощность |
|--------------------|---|------------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| ГРЭС | филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» | 3 600 |

| 1 | 2 | 3 |
|-------|-------------------------|-------|
| ТЭЦ | ПАО «ТГК-2» г. Кострома | 203 |
| | МУП «Шарьинская ТЭЦ» | 21 |
| Всего | | 3 824 |

По сравнению с 2016 годом установленная мощность электростанций Костромской области не изменилась.

Рисунок № 9

Структура установленной электрической мощности на территории Костромской области по типам электростанций по состоянию на 31 декабря 2017 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 2017 года

| Генерирующая компания | Электростанция | Установленная мощность, МВт | Доля в общей установленной мощности области, % |
|---|-------------------|-----------------------------|--|
| Филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО - Электрогенерация» | Костромская ГРЭС | 3 600 | 94,1 |
| ПАО «ТГК-2» г. Кострома | Костромская ТЭЦ-1 | 33 | 0,9 |
| | Костромская ТЭЦ-2 | 170 | 4,4 |
| МУП «Шарьинская ТЭЦ» | Шарьинская ТЭЦ | 21 | 0,6 |
| Всего | | 3 824 | 100 |

По состоянию на 31 декабря 2017 года основная доля в установленной мощности электростанций Костромской области (94,1%) приходилась на Костромскую ГРЭС.

36. Костромская ГРЭС является основным питающим центром Костромской энергосистемы, 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 |
| № 8 | ТВВ-320-2У3 | | 300 | | | 1973 |
| № 9 | ТВВ-1200-2У3 | | 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

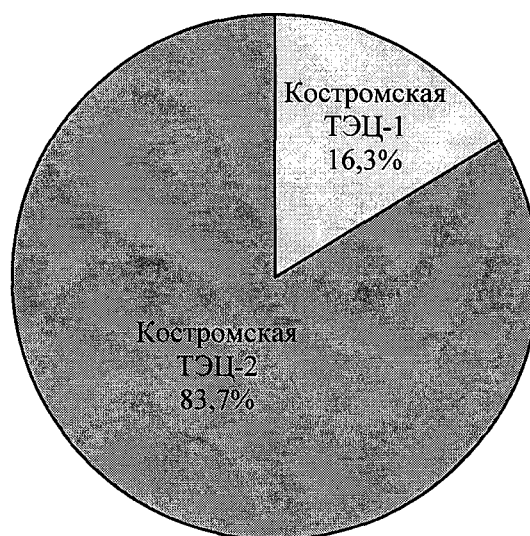
Установленная электрическая и тепловая мощность электростанций
ПАО «ТГК-2» г. Кострома

| Электростанции | Установленная электрическая мощность, МВт | Установленная тепловая мощность, Гкал/ч | Год ввода в эксплуатацию |
|-------------------|---|---|--------------------------|
| Костромская ТЭЦ-1 | 33 | 450 | 1930 |
| Костромская ТЭЦ-2 | 170 | 611 | 1974 |
| Итого | 203 | 1 061 | - |

Структура установленной электрической мощности объектов ПАО «ТГК-2» г. Кострома по состоянию на 31 декабря 2017 года приведена на рисунке № 10.

Рисунок № 10

Структура установленной электрической мощности объектов
ПАО «ТГК-2» г. Кострома по состоянию на 31 декабря 2017 года



38. Наибольшая доля в установленной мощности объектов ПАО «ТГК-2» г. Кострома приходится на Костромскую ТЭЦ-2 – 83,7%.

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 |
| № 3 | 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 16,3% от установленной мощности всех электростанций ПАО «ТГК-2» г. Кострома.

Костромская ТЭЦ-1 введена в эксплуатацию в 1930 году. Установленная электрическая мощность станции составляет 33 МВт, тепловая – 450 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 |
| № 4 | АП-6 | | 6 | | 28 | 1958 |
| № 5 | Р-12-35/5 | | 9 | | 74 | 1965 |
| № 6 | Р-12-35/5 | | 9 | | 74 | 1966 |
| Котлоагрегаты | | | | | | |
| № 1 | ПТВМ-50 | газ/мазут | | | 50 | 1968 |
| № 2 | ПТВМ-50 | газ/мазут | | | 50 | 1973 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------------|-----------|-----------|---|----|-----|------|
| № 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 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| № 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 |
| № 4 | T2-6-2 | | 6 | | | 1958 |
| № 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 | торф | | 35 | | 1964 |
| № 2 | ТП-35/39У | торф | | 35 | | 1965 |
| № 3 | ТП-35/39У | торф | | 35 | | 1966 |
| № 4 | T-35/40 | торф | | 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 67,8% 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, невелика и составляет всего 0,9%.

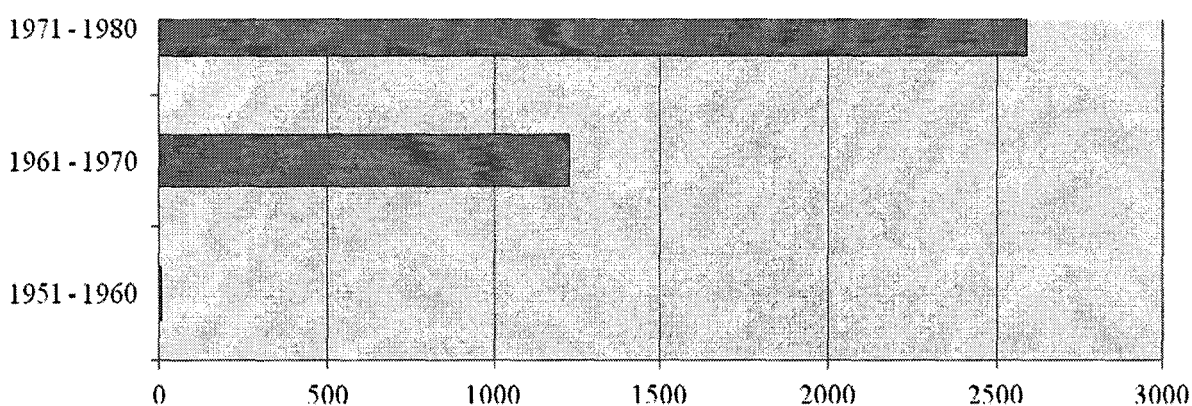
Таблица № 23

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

| Электростанции | | Годы ввода установленной мощности | | | |
|----------------------------|-------------------|-----------------------------------|-------------|-------------|-------|
| | | 1951 – 1960 | 1961 – 1970 | 1971 – 1980 | Всего |
| Костромская ГРЭС | | 0 | 1 200 | 2 400 | 3 600 |
| ПАО «ТГК-2» г. Кострома | ТЭЦ-1 | 6 | 18 | 9 | 33 |
| | ТЭЦ-2 | 0 | 0 | 170 | 170 |
| МУП «Шарьинская ТЭЦ» | Шарьинская ТЭЦ | 0 | 9 | 12 | 21 |
| Всего | | 6 | 1 227 | 2 591 | 3 824 |

Рисунок № 11

Возрастная структура электрогенерирующих мощностей
в Костромской области, МВт



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

42. В 2017 году в Костромской области произведено 16 454,5 млн. кВт·ч электроэнергии. По сравнению с 2016 годом выработка электроэнергии увеличилась на 1 169,7 млн. кВт·ч, или на 7,7%.

В таблице № 24 приведена выработка электроэнергии по типам электростанций в Костромской области в 2016 – 2017 годах.

Увеличение выработки электроэнергии в 2017 году произошло за счет увеличения выработки электроэнергии на Костромской ГРЭС, обусловленного загрузкой станции.

Таблица № 24

Выработка электроэнергии по типам электростанций в Костромской области в 2016 – 2017 годах

| Тип электростанции | 2016 | | 2017 | | |
|--------------------|-----------------------|------------|-----------------------|------------|---------------------|
| | выработка, млн. кВт·ч | прирост, % | выработка, млн. кВт·ч | прирост, % | доля в выработке, % |
| Всего, в том числе | 15 284,8 | 2,0 | 16 454,5 | 7,7 | 100 |
| ГРЭС | 14 330,9 | 1,7 | 15 544,1 | 8,5 | 94,5 |
| ТЭЦ | 953,9 | 6,3 | 910,4 | -4,6 | 5,5 |

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

Таблица № 25

Динамика и структура производства электроэнергии в Костромской области в разрезе генерирующих компаний и отдельных электростанций

| Генерирующая компания | Электростанция | Выработка электроэнергии в 2017 году, млн. кВт·ч | Прирост по отношению к 2016 году, % |
|---|-------------------|--|-------------------------------------|
| Филиал «Костромская ГРЭС» АО «Интер РАО – Электрогенерация» | Костромская ГРЭС | 15 544,1 | 8,5 |
| ПАО «ТГК-2» г. Кострома | Костромская ТЭЦ-1 | 93,0 | 7,9 |
| | Костромская ТЭЦ-2 | 781,8 | -6,3 |
| МУП «Шарьинская ТЭЦ» | Шарьинская ТЭЦ | 35,6 | 6,9 |
| Всего | | 16 454,5 | 7,7 |

43. Самым крупным производителем электроэнергии в Костромской области является Костромская ГРЭС. Выработка электроэнергии на Костромской ГРЭС в 2017 году увеличилась по сравнению с 2016 годом на 8,5% и составила 15 544,1 млн. кВт·ч (или 94,5% от суммарной выработки электрической энергии в области).

Выработка электроэнергии объектами ПАО «ТГК-2» г. Кострома в 2017 году составила 874,8 млн. кВт·ч (5,3% 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 2017 году составил 623 МВт, что меньше на 3,4% по отношению к 2016 году.

Снижение максимальных нагрузок в летний период составляет 30 – 33% от годового максимума.

Характер суточной нагрузки Костромской энергосистемы один из самых неравномерных среди всех энергосистем ОЭС Центра.

45. Фактические балансы электрической энергии и мощности в 2013 – 2017 годах в Костромской области приведены в таблице № 26.

Таблица № 26

Балансы электрической энергии и мощности в 2013 – 2017 годах

| Показатели | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|-------------------------|----------|----------|------------|------------|----------|
| Выработка, млн. кВт·ч | 15 203 | 16 502 | 14 984,3 | 15 284,8 | 16 455 |
| Потребление, млн. кВт·ч | 3 602 | 3 617 | 3 578,8 | 3 636,3 | 3 622 |
| Сальдо, млн. кВт·ч | - 11 601 | - 12 885 | - 11 405,5 | - 11 648,5 | - 12 833 |
| Генерация, МВт | 2 603 | 2 867 | 2 869 | 1 696 | 2 900 |
| Потребление, МВт | 655 | 645 | 620 | 645 | 623 |
| Сальдо, МВт | - 1 948 | - 2 222 | - 2 249 | - 1 051 | - 2 277 |

Анализ данных, приведенных в таблицах, показывает, что костромская энергосистема является избыточной как по мощности, так и по объему (количеству) вырабатываемой электроэнергии.

Глава 11. Крупные энергоузлы костромской энергосистемы

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 Костромской энергосистемы в 2013 – 2017 годах.

Таблица № 27

Характеристика балансов электрической энергии и мощности крупных энергоузлов Костромской энергосистемы в 2013 – 2017 годах

| № п/п | Наименование энергоузла | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|-------|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1. | Городской РЭС: | | | | | |
| | отпуск в сеть, млн. кВт·ч | 750,67 | 747,81 | 736,16 | 743,56 | 737,56 |
| | годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч | 639,88 | 649,59 | 647,30 | 656,82 | 657,40 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|---|--------|--------|--------|--------|--------|
| | сальдо, млн. кВт·ч | 110,79 | 98,22 | 88,86 | 86,75 | 80,16 |
| | покрытие, МВт | 129,40 | 129,40 | 129,25 | 128,18 | 127,15 |
| | максимум нагрузки, МВт | 109,02 | 109,02 | 109,5 | 111,91 | 111,01 |
| | сальдо, МВт | 20,04 | 20,40 | 19,75 | 16,27 | 16,14 |
| 2. | Костромской РЭС: | | | | | |
| | отпуск в сеть, млн. кВт·ч | 144,15 | 145,29 | 146,08 | 153,04 | 154,73 |
| | годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч | 111,54 | 113,64 | 116,20 | 119,25 | 126,34 |
| | сальдо, млн. кВт·ч | 32,61 | 31,65 | 29,88 | 33,79 | 28,38 |
| | покрытие, МВт | 28,83 | 28,83 | 30,20 | 31,64 | 31,99 |
| | максимум нагрузки, МВт | 22,18 | 22,18 | 24,78 | 25,43 | 25,71 |
| | сальдо, МВт | 6,65 | 6,65 | 5,42 | 6,21 | 6,28 |
| 3. | Красносельский РЭС: | | | | | |
| | отпуск в сеть, млн. кВт·ч | 62,86 | 63,19 | 63,82 | 69,86 | 69,63 |
| | годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч | 47,73 | 48,98 | 50,05 | 54,46 | 56,85 |
| | сальдо, млн. кВт·ч | 15,13 | 14,20 | 13,76 | 15,40 | 12,78 |
| | покрытие, МВт | 18,34 | 18,34 | 16,84 | 20,38 | 20,31 |
| | максимум нагрузки, МВт | 11,06 | 11,06 | 11,13 | 12,62 | 12,58 |
| | сальдо, МВт | 7,28 | 7,28 | 7,42 | 7,76 | 7,73 |
| 4. | Нерехтский РЭС: | | | | | |
| | отпуск в сеть, млн. кВт·ч | 77,64 | 79,05 | 77,81 | 77,99 | 78,40 |
| | годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч | 58,45 | 59,15 | 59,25 | 58,53 | 61,39 |
| | сальдо, млн. кВт·ч | 19,19 | 19,90 | 18,55 | 19,46 | 17,01 |
| | покрытие, МВт | 18,77 | 18,77 | 18,81 | 17,58 | 17,67 |
| | максимум нагрузки, МВт | 14,55 | 14,55 | 14,60 | 14,57 | 14,65 |
| | сальдо, МВт | 5,74 | 5,74 | 5,76 | 3,02 | 3,03 |
| 5. | Галичский РЭС: | | | | | |
| | отпуск в сеть, млн. кВт·ч | 65,17 | 63,42 | 61,20 | 61,53 | 61,65 |
| | годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч | 50,43 | 49,38 | 47,43 | 48,29 | 50,50 |
| | сальдо, млн. кВт·ч | 14,74 | 14,04 | 13,77 | 13,24 | 11,16 |
| | покрытие, МВт | 14,81 | 14,81 | 14,80 | 13,99 | 14,02 |
| | максимум нагрузки, МВт | 12,16 | 12,16 | 11,00 | 11,65 | 11,67 |
| | сальдо, МВт | 2,65 | 2,65 | 3,80 | 2,34 | 2,34 |
| 6. | Буйский РЭС: | | | | | |
| | отпуск в сеть, млн. кВт·ч | 75,22 | 73,44 | 71,06 | 72,40 | 71,31 |
| | годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч | 60,85 | 60,60 | 59,46 | 60,63 | 60,48 |
| | сальдо, млн. кВт·ч | 14,36 | 12,84 | 11,60 | 11,77 | 10,83 |
| | покрытие, МВт | 15,35 | 15,35 | 15,00 | 14,61 | 14,39 |
| | максимум нагрузки, МВт | 13,65 | 13,65 | 13,30 | 12,24 | 12,06 |
| | сальдо, МВт | 1,70 | 1,70 | 1,70 | 2,38 | 2,33 |
| 7. | Мантуровский РЭС: | | | | | |
| | отпуск в сеть, млн. кВт·ч | 48,90 | 48,29 | 47,96 | 48,60 | 48,07 |
| | годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч | 37,97 | 37,87 | 37,03 | 38,47 | 38,80 |
| | сальдо, млн. кВт·ч | 10,92 | 10,42 | 10,93 | 10,13 | 9,27 |
| | покрытие, МВт | 10,75 | 10,75 | 10,65 | 10,69 | 10,57 |
| | максимум нагрузки, МВт | 8,77 | 8,77 | 8,60 | 8,88 | 8,78 |
| | сальдо, МВт | 1,98 | 1,98 | 2,05 | 1,80 | 1,79 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|--|-------|-------|-------|--------|--------|
| 8. | Шарьинский РЭС: | | | | | |
| | отпуск в сеть, млн. кВт·ч | 94,67 | 92,24 | 95,28 | 102,64 | 101,39 |
| | годовой объем электропотребления, млн. кВт·ч | 71,47 | 71,39 | 75,71 | 79,60 | 81,65 |
| | сальдо, млн. кВт·ч | 23,20 | 20,85 | 19,57 | 23,04 | 19,74 |
| | покрытие, МВт | 18,93 | 18,93 | 19,20 | 20,68 | 20,43 |
| | максимум нагрузки, МВт | 15,40 | 15,40 | 16,00 | 16,82 | 16,62 |
| | сальдо, МВт | 3,53 | 3,53 | 3,20 | 3,86 | 3,81 |

47. Динамика свободной для присоединения потребителей трансформаторной мощности основных энергоузлов Костромской области за 2013 – 2017 годы представлена в таблице № 28.

Таблица № 28

Динамика свободной для присоединения потребителей трансформаторной мощности основных энергоузлов Костромской области за 2013 – 2017 годы

| № п/п | Наименование энергоузла | Профицит центра питания, МВА | | | | |
|-------|-------------------------------|------------------------------|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | Городской РЭС | | | | | |
| 1. | ПС 110/35/6 кВ «Аэропорт» | 11,71 | 11,71 | 11,71 | 10,23 | 11,93 |
| 2. | ПС 110/35/10 кВ «Восточная-2» | 19,38 | 19,38 | 19,38 | 20,46 | 20,73 |
| 3. | ПС 110/35/6 кВ «Кострома-3» | -0,99 | -0,24 | -0,40 | 5,9 | 5,9 |
| 4. | ПС 110/35/10 кВ «Южная» | 11,58 | 9,32 | 9,32 | 12,22 | 10,83 |
| 5. | ПС 110/10 кВ «Давыдовская» | 17,36 | 20,51 | 14,38 | 14,36 | 14,36 |
| 6. | ПС 110/6 кВ «Кострома-1» | 0,12 | -0,23 | 6,07 | 7,47 | 7,47 |
| 7. | ПС 110/6 кВ «Северная» | 1,76 | 1,61 | 1,52 | 3,25 | 3,25 |
| 8. | ПС 110/6 кВ «Строммашина» | 28,17 | 30,71 | 30,71 | 31,12 | 33,39 |
| 9. | ПС 110/10/6 кВ «Центральная» | 9,81 | 7,56 | 7,26 | 7,26 | 7,26 |
| 10. | ПС 110/6 кВ «Восточная-1» | 10,18 | 8,52 | 8,51 | 9,20 | 9,20 |
| 11. | ПС 35/6 кВ «Байдарка» | 5,58 | 5,58 | 5,58 | 5,00 | 5,08 |
| 12. | ПС 35/6 кВ «Волжская» | 3,67 | 3,77 | 3,68 | 2,29 | 2,29 |
| 13. | ПС 35/10 кВ «Каравачево» | 3,16 | 3,26 | 3,26 | 2,88 | 2,88 |
| 14. | ПС 35/10 кВ «Коркино» | 1,47 | 1,47 | 1,29 | 0,49 | 0,49 |
| | Волгореченский РЭС | | | | | |
| 15. | ПС 110/35/10 кВ «КПД» | 10,70 | 20,83 | 15,14 | 12,70 | 12,70 |
| 16. | ПС 110/35/6 кВ «СУ ГРЭС» | 3,81 | 4,07 | 4,07 | 10,83 | 10,83 |
| 17. | ПС 35/6 кВ «Сидоровское» | 2,75 | 3,05 | 3,05 | 2,62 | 2,62 |
| | Красносельский РЭС | | | | | |
| 18. | ПС 35/10 кВ «Гридино» | 0,47 | 0,60 | 0,60 | 0,90 | 1,09 |
| 19. | ПС 35/10 кВ «Новинки» | 1,27 | 1,25 | 1,25 | 1,51 | 1,70 |
| 20. | ПС 35/10 кВ «Прискоково» | 0,00 | 0,10 | 0,10 | 0,96 | 1,43 |
| 21. | ПС 110/35/10 кВ «Красное» | 4,39 | 3,42 | 2,29 | 3,69 | 3,69 |
| 22. | ПС 35/10 кВ «Исаево» | 3,41 | 3,41 | 3,41 | 3,16 | 3,31 |
| 23. | ПС 35/10 кВ «Чапаево» | 1,79 | 1,99 | 1,99 | 2,42 | 2,72 |
| 24. | ПС 35/10 кВ «Чернево» | 1,95 | 1,78 | 1,76 | 1,89 | 1,89 |
| | Нерехтский РЭС | | | | | |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|-----|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 25. | ПС 110/35/6 кВ «Нерехта-1» | 17,00 | 17,00 | 8,74 | 5,99 | 5,99 |
| 26. | ПС 110/10 кВ «Нерехта-1» | 15,74 | 15,74 | 15,74 | 15,42 | 14,14 |
| 27. | ПС 110/10/6 кВ «Нерехта-2» | 4,89 | 9,36 | 9,26 | 9,39 | 9,38 |
| 28. | ПС 35/10 кВ «Татарское» | 1,38 | 1,45 | 1,45 | 1,61 | 1,68 |
| 29. | ПС 110/10 кВ «Григорцево» | 1,04 | 1,04 | 1,04 | 1,90 | 2,25 |
| 30. | ПС 110/10 кВ «Клементьево» | 3,02 | 2,96 | 2,96 | 5,21 | 5,82 |
| 31. | ПС 35/10 кВ «Рудино» | 0,91 | 1,08 | 1,08 | 1,94 | 2,36 |
| 32. | ПС 35/10 кВ «Стоянково» | 0,44 | 0,40 | 0,40 | 1,19 | 1,36 |
| 33. | ПС 35/10 кВ «Владычное» | 1,31 | 1,44 | 1,44 | 1,37 | 1,43 |
| | Судиславский РЭС | | | | | |
| 34. | ПС 110/10 кВ «Столбово» | 4,16 | 4,01 | 3,79 | 8,64 | 9,69 |
| 35. | ПС 35/10 кВ «Раслово» | 0,65 | 0,85 | 0,82 | 1,72 | 1,99 |
| 36. | ПС 110/10 кВ «Судиславль» | 4,16 | 4,94 | 4,94 | 5,52 | 6,21 |
| 37. | ПС 35/10 кВ «Воронье» | 1,80 | 1,66 | 1,66 | 1,51 | 1,51 |
| | Сусанинский РЭС | | | | | |
| 38. | ПС 35/10 кВ «Андреевское» | 0,68 | 0,69 | 0,69 | 1,27 | 1,51 |
| 39. | ПС 110/35/10 кВ «Сусанино» | 8,46 | 8,60 | 8,42 | 8,39 | 7,77 |
| 40. | ПС 35/10 кВ «Калининская» | 2,45 | 2,64 | 2,42 | 2,38 | 2,38 |
| 41. | ПС 35/10 кВ «Попадьино» | 0,66 | 0,68 | 0,68 | 1,31 | 1,48 |
| | Буйский РЭС | | | | | |
| 42. | ПС 110/35/10 кВ «Буй (р)» | 1,70 | 1,62 | 1,39 | 8,70 | 10,38 |
| 43. | ПС 110/10 кВ «Буй (с/х)» | 1,57 | 2,03 | 2,04 | 1,44 | 1,46 |
| 44. | ПС 110/10 кВ «Западная» | 7,29 | 7,96 | 7,57 | 4,94 | 4,94 |
| 45. | ПС 110/10 кВ «Елегино» | 0,77 | 0,80 | 0,70 | 2,16 | 2,43 |
| 46. | ПС 35/10 кВ «Дор» | 1,28 | 1,31 | 1,31 | 1,68 | 1,68 |
| 47. | ПС 35/10 кВ «Дьяконово» | 1,02 | 1,08 | 1,08 | 1,05 | 1,07 |
| 48. | ПС 35/10 кВ «Кренево» | 2,03 | 2,30 | 2,20 | 2,01 | 2,27 |
| 49. | ПС 35/10 кВ «Ликурга» | 1,40 | 1,67 | 1,67 | 1,68 | 1,68 |
| 50. | ПС 35/10 кВ «Семеновское» | 1,26 | 1,26 | 1,26 | 1,15 | 1,32 |
| 51. | ПС 35/10 кВ «Химик» | 1,09 | 1,26 | 1,25 | 2,65 | 2,92 |
| 52. | ПС 35/10 кВ «Шушкодом» | 0,82 | 0,82 | 0,83 | 0,76 | 0,76 |
| | Солигаличский РЭС | | | | | |
| 53. | ПС 110/35/10 кВ «Солигалич» | 6,47 | 6,76 | 6,69 | 5,08 | 5,08 |
| 54. | ПС 35/10 кВ «Починок» | 1,49 | 1,52 | 1,52 | 1,68 | 1,73 |
| 55. | ПС 35/10 кВ «Горбачево» | 1,55 | 1,57 | 1,57 | 0,82 | 0,92 |
| 56. | ПС 35/10 кВ «Калинино» | 0,47 | 0,47 | 0,47 | 1,42 | 1,59 |
| 57. | ПС 35/10 кВ «Куземино» | 1,28 | 1,34 | 1,34 | 1,25 | 1,46 |
| 58. | ПС 35/10 кВ «Совета» | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 0,86 | 0,97 |
| | Островский РЭС | | | | | |
| 59. | ПС 110/35/10 кВ «Александрово» | 3,37 | 3,60 | 3,60 | 4,10 | 4,59 |
| 60. | ПС 110/35/10 кВ «Красная Поляна» | 7,07 | 7,07 | 7,07 | 8,49 | 8,68 |
| 61. | ПС 35/10 кВ «Адищево» | 1,21 | 1,21 | 1,21 | 2,39 | 3,09 |
| 62. | ПС 35/10 кВ «Игодово» | 1,53 | 0,93 | 1,56 | 1,50 | 1,58 |
| 63. | ПС 35/10 кВ «Клеванцово» | 1,44 | 1,48 | 1,48 | 1,92 | 1,95 |
| 64. | ПС 35/10 кВ «Островское» | 1,83 | 2,05 | 2,05 | 2,29 | 2,57 |
| | Галичский РЭС | | | | | |
| 65. | ПС 110/35/10 кВ «Новая» | 4,33 | 5,14 | 5,14 | 6,39 | 6,45 |
| 66. | ПС 110/35/10 кВ «Орехово» | 4,95 | 4,95 | 4,95 | 5,47 | 5,41 |
| 67. | ПС 110/10 кВ «Лопарево» | 2,57 | 2,74 | 2,74 | 2,53 | 2,53 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------|---------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 68. | ПС 35/10 кВ «ПТФ» | 3,75 | 4,47 | 3,74 | 3,76 | 3,76 |
| 69. | ПС 35/10 кВ «Кабаново» | 2,52 | 2,45 | 2,45 | 2,32 | 2,32 |
| 70. | ПС 35/10 кВ «Левково» | 0,61 | 0,61 | 0,61 | 1,29 | 1,46 |
| 71. | ПС 35/10 кВ «Н.Березовец» | 0,10 | 0,12 | 0,04 | 1,97 | 2,24 |
| 72. | ПС 35/10 кВ «Пронино» | 2,45 | 2,45 | 2,45 | 2,25 | 2,25 |
| 73. | ПС 35/10 кВ «Толтуново» | 2,51 | 2,52 | 2,36 | 2,91 | 2,91 |
| 74. | ПС 35/10 кВ «Степаново» | 2,00 | 1,91 | 1,91 | 3,37 | 3,79 |
| | Чухломский РЭС | | | | | |
| 75. | ПС 110/35/10 кВ «Чухлома» | 4,61 | 4,30 | 4,12 | 4,71 | 4,71 |
| 76. | ПС 110/10 кВ «Луковцино» | 1,19 | 0,85 | 0,97 | 1,82 | 2,08 |
| 77. | ПС 110/10 кВ «Федоровское» | 1,35 | 1,40 | 1,39 | 2,25 | 2,51 |
| 78. | ПС 35/10 кВ «Панкратово» | 0,33 | 0,36 | 0,36 | 0,91 | 1,01 |
| 79. | ПС 35/10 кВ «Петровское» | 0,44 | 0,44 | 0,44 | 1,18 | 1,40 |
| 80. | ПС 35/10 кВ «Судай» | 1,16 | 1,25 | 1,25 | 1,40 | 1,40 |
| | Антроповский РЭС | | | | | |
| 81. | ПС 110/35/10 кВ «Антропово (р)» | 0,52 | 1,22 | 1,22 | 2,76 | 2,76 |
| 82. | ПС 35/10 кВ «Палкино» | 2,38 | 2,44 | 2,44 | 2,63 | 2,69 |
| 83. | ПС 35/10 кВ «Словинка» | 1,63 | 1,65 | 1,65 | 1,68 | 1,70 |
| 84. | ПС 35/10 кВ «Котельниково» | 0,13 | 0,13 | 0,13 | 0,82 | 0,97 |
| 85. | ПС 35/10 кВ «Легитово» | 0,72 | 0,84 | 0,84 | 2,09 | 2,36 |
| 86. | ПС 35/10 кВ «Слобода» | 0,63 | 0,63 | 0,63 | 2,14 | 2,41 |
| | Кадынский РЭС | | | | | |
| 87. | ПС 110/35/10 кВ «Кадый» | 6,45 | 6,45 | 6,45 | 8,19 | 8,19 |
| 88. | ПС 35/10 кВ «Екатеринкино» | 1,69 | 1,67 | 1,67 | 2,26 | 2,26 |
| 89. | ПС 35/10 кВ «Завражье» | 0,45 | 0,51 | 0,51 | 1,28 | 1,48 |
| 90. | ПС 35/10 кВ «Окулово» | 0,63 | 0,63 | 0,63 | 1,24 | 1,43 |
| 91. | ПС 35/10 кВ «Чернышево» | 0,88 | 0,88 | 0,88 | 2,86 | 3,44 |
| | Кологривский РЭС | | | | | |
| 92. | ПС 110/35/10 кВ «Ильинское» | 5,18 | 5,24 | 5,24 | 8,84 | 8,84 |
| 93. | ПС 110/35/10 кВ «Яковлево» | 5,18 | 5,04 | 5,04 | 9,19 | 10,24 |
| 94. | ПС 35/10 кВ «Кологрив» | 3,50 | 3,54 | 3,54 | 3,61 | 3,61 |
| 95. | ПС 35/10 кВ «Овсянниково» | 1,36 | 1,56 | 1,56 | 1,60 | 1,60 |
| 96. | ПС 35/10 кВ «Черменино» | 0,67 | 0,67 | 0,67 | 1,35 | 1,50 |
| | Мантуровский РЭС | | | | | |
| 97. | ПС 110/6/10 кВ «БХЗ» | 23,67 | 24,66 | 24,66 | 24,66 | 24,66 |
| 98. | ПС 110/10 кВ «Гусево» | 1,34 | 1,26 | 1,22 | 1,95 | 2,22 |
| 99. | ПС 35/10 кВ «Медведица» | 0,77 | 0,92 | 0,92 | 1,96 | 2,23 |
| 100. | ПС 35/10 кВ «Сосновка» | 1,39 | 1,51 | 1,51 | 1,36 | 1,31 |
| | Макарьевский РЭС | | | | | |
| 101. | ПС 110/35/10 кВ «Макарьев-1» | 3,76 | 3,08 | 3,08 | 8,40 | 8,40 |
| 102. | ПС 35/10 кВ «Горчуха» | 1,44 | 1,99 | 1,99 | 2,68 | 2,68 |
| 103. | ПС 35/10 кВ «Макарьев-2» | 2,78 | 4,11 | 4,11 | 4,00 | 4,00 |
| 104. | ПС 35/10 кВ «Тимошино» | 0,85 | 0,92 | 0,92 | 0,90 | 0,90 |
| 105. | ПС 35/10 кВ «Унжа» | 0,34 | 0,96 | 0,96 | 1,03 | 0,95 |
| 106. | ПС 35/10 кВ «Якимово» | 1,61 | 1,64 | 1,64 | 1,65 | 1,65 |
| 107. | ПС 35/10 кВ «Нежитино» | 0,25 | 0,25 | 0,25 | 0,66 | 0,83 |
| 108. | ПС 35/10 кВ «Николо-Макарово» | 0,50 | 0,50 | 0,50 | 1,02 | 1,23 |
| | Межевской РЭС | | | | | |
| 109. | ПС 110/10 кВ «Новинское» | 1,10 | 1,12 | 1,01 | 2,14 | 2,41 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 110. | ПС 35/10 кВ «Георгиевское» | 1,71 | 1,83 | 1,83 | 1,46 | 1,46 |
| 111. | ПС 35/10 кВ «Филино» | 0,56 | 0,66 | 0,66 | 1,21 | 1,42 |
| | Нейский РЭС | | | | | |
| 112. | ПС 110/35/27,5/10 кВ «Нея» | 34,36 | 34,36 | 30,80 | 13,31 | 13,31 |
| 113. | ПС 110/10 кВ «Дьяконово» | 0,76 | 0,76 | 0,76 | 1,99 | 2,39 |
| 114. | ПС 110/10 кВ «Октябрьская» | 1,59 | 1,80 | 1,80 | 1,66 | 1,96 |
| 115. | ПС 35/10 кВ «Вожерово» | 1,65 | 1,64 | 1,64 | 1,61 | 1,61 |
| 116. | ПС 35/10 кВ «Кужбал» | 1,08 | 0,96 | 1,12 | 1,84 | 2,11 |
| | Парфеньевский РЭС | | | | | |
| 117. | ПС 110/10 кВ «Никола-Полома» | 0,09 | 0,21 | 0,17 | 1,38 | 1,65 |
| 118. | ПС 35/10 кВ «Матвеево» | 1,80 | 1,84 | 1,81 | 1,73 | 1,71 |
| 119. | ПС 35/10 кВ «Парфеньево» | 3,04 | 3,98 | 3,98 | 2,78 | 2,78 |
| | Вохомский РЭС | | | | | |
| 120. | ПС 110/35/10 кВ «Вохма» | 0,99 | 2,32 | 1,79 | 0,89 | 0,89 |
| 121. | ПС 110/35/10 кВ «Никола» | 2,63 | 2,78 | 3,13 | 5,58 | 6,16 |
| 122. | ПС 35/10 кВ «Лапшино» | 2,32 | 2,65 | 2,64 | 2,80 | 2,80 |
| 123. | ПС 35/10 кВ «Спасс» | 1,68 | 1,81 | 1,81 | 1,52 | 1,52 |
| 124. | ПС 35/10 кВ «Заветлужье» | 0,56 | 0,56 | 0,56 | 1,40 | 1,57 |
| 125. | ПС 35/10 кВ «Талица» | 1,34 | 1,49 | 1,41 | 1,35 | 1,52 |
| 126. | ПС 35/10 кВ «Хорошая» | 1,89 | 1,93 | 1,89 | 2,30 | 2,57 |
| | Павинский РЭС | | | | | |
| 127. | ПС 110/35/10 кВ «Павино» | 4,06 | 4,18 | 4,18 | 5,44 | 5,59 |
| 128. | ПС 35/10 кВ «Леденгская» | 1,53 | 1,45 | 1,45 | 1,40 | 1,40 |
| | Поназыревский РЭС | | | | | |
| 129. | ПС 110/10 кВ «Гудково» | 1,32 | 1,19 | 1,19 | 2,12 | 2,39 |
| 130. | ПС 110/10 кВ «Шортюг» | 2,95 | 2,94 | 2,94 | 5,42 | 6,09 |
| 131. | ПС 110/10 кВ «Якшанга» | 2,06 | 2,14 | 2,14 | 4,62 | 5,42 |
| | Пыщугский РЭС | | | | | |
| 132. | ПС 110/35/10 кВ «Пыщуг» | 4,12 | 4,12 | 4,12 | 4,15 | 4,15 |
| | Рождественский РЭС | | | | | |
| 133. | ПС 110/35/10 кВ «Рождественское» | 3,18 | 3,24 | 3,18 | 5,20 | 5,20 |
| 134. | ПС 35/10 кВ «Одоевское» | 1,58 | 1,58 | 1,58 | 1,30 | 1,27 |
| 135. | ПС 35/10 кВ «Катунино» | 1,16 | 1,19 | 1,19 | 2,22 | 2,49 |
| 136. | ПС 35/10 кВ «Конево» | 0,46 | 0,46 | 2,58 | 1,09 | 1,32 |
| | Октябрьский РЭС | | | | | |
| 137. | ПС 35/10 кВ «Боговарово» | 1,97 | 1,72 | 1,72 | 1,34 | 1,34 |
| 138. | ПС 35/10 кВ «Забегеаево» | 0,74 | 0,74 | 0,71 | 1,33 | 1,50 |
| 139. | ПС 35/10 кВ «Ильинское» | 0,86 | 0,87 | 0,87 | 1,47 | 1,64 |
| 140. | ПС 35/10 кВ «Луптюг» | 1,13 | 1,13 | 1,13 | 2,12 | 2,39 |
| 141. | ПС 35/10 кВ «Соловецкое» | 0,63 | 0,63 | 0,63 | 1,42 | 1,59 |
| | Шарьинский РЭС | | | | | |
| 142. | ПС 110/35/6 кВ «Шарья (р)» | 3,98 | 3,89 | 2,89 | 4,74 | 4,74 |
| 143. | ПС 110/6/6 кВ «Промузел» | 23,04 | 24,49 | 24,49 | 21,41 | 21,41 |
| 144. | ПС 110/10 кВ «Шекшема» | 1,92 | 2,06 | 2,06 | 5,51 | 6,20 |
| 145. | ПС 35/10 кВ «Головино» | 0,04 | 0,04 | 0,04 | 0,64 | 0,74 |
| 146. | ПС 35/10 кВ «Кривячка» | 0,80 | 1,04 | 1,04 | 0,82 | 0,82 |
| 147. | ПС 35/10 кВ «Никола-Шанга» | 0,79 | 0,56 | 1,13 | 1,37 | 1,37 |
| 148. | ПС 35/10 кВ «Пищевка» | 0,22 | 0,22 | 0,22 | 0,72 | 0,88 |
| 149. | ПС 35/6 кВ «Центральная» | 4,54 | 3,67 | 1,19 | 2,37 | 2,37 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|------|-----------------------------|------|------|------|------|------|
| | Костромской РЭС | | | | | |
| 150. | ПС 110/35/10 кВ «Василево» | 9,09 | 8,95 | 8,95 | 8,09 | 7,82 |
| 151. | ПС 110/35/10/6 кВ «Калинки» | 7,01 | 7,02 | 7,02 | 6,59 | 6,59 |
| 152. | ПС 35/6 кВ «ЭМЗ» | 0,23 | 0,48 | 0,48 | 0,48 | 0,61 |
| 153. | ПС 35/6 кВ «Сандогора» | 0,08 | 0,12 | 0,12 | 0,52 | 0,64 |
| 154. | ПС 35/10 кВ «Апраксино» | 1,57 | 1,34 | 1,34 | 0,92 | 0,92 |
| 155. | ПС 35/10 кВ «Кузьмищи» | 1,14 | 0,94 | 0,93 | 1,00 | 1,01 |
| 156. | ПС 35/10 кВ «Минское» | 0,76 | 1,84 | 1,83 | 1,28 | 1,28 |
| 157. | ПС 35/6 кВ «Мисково» | 1,65 | 1,70 | 1,64 | 1,70 | 1,70 |
| 158. | ПС 35/6 кВ «Никольское» | 2,62 | 2,82 | 2,82 | 1,73 | 1,73 |
| 159. | ПС 35/10 кВ «Сущево» | 1,28 | 1,99 | 1,99 | 1,23 | 1,23 |
| 160. | ПС 35/10 кВ «Борщино» | 4,06 | 4,06 | 4,06 | 3,44 | 3,44 |
| 161. | ПС 35/10 кВ «Горьковская» | 0,38 | 0,78 | 0,78 | 1,37 | 1,37 |
| 162. | ПС 35/10 кВ «Ильинское» | 0,81 | 0,80 | 0,80 | 0,50 | 0,98 |
| 163. | ПС 35/10 кВ «Кузнецово» | 1,85 | 1,77 | 1,79 | 1,73 | 1,73 |
| 164. | ПС 35/6 кВ «Саметь» | 0,25 | 0,65 | 0,65 | 0,65 | 0,65 |
| 165. | ПС 35/10 кВ «Сухоногово» | 0,65 | 0,80 | 0,80 | 1,49 | 1,55 |

Анализ приведенных данных указывает, в основном, на наличие резерва мощности по данным контрольных замеров с учетом возможной к перераспределению мощности 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 2016 году 5 224,7 тыс. т.у.т. органического топлива, в том числе газа – 4 940,8 тыс. т.у.т., нефтепродукта – 123,2 тыс. т.у.т., твердого топлива – 160,7 тыс. т.у.т. (таблица № 29).

Таблица № 29

Общий расход топлива источниками электро- и теплоснабжения в Костромской области в 2012 – 2016 годах

| Вид топлива | 2012 | | 2013 | | 2014 | | 2015 | | 2016 | |
|---------------|----------------|------|----------------|------|----------------|------|----------------|------|----------------|------|
| | 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, | 5 319,5 | 100 | 5 250,5 | 100 | 5 594,1 | 100 | 5 133,1 | 100 | 5 224,7 | 100 |
| в том числе: | | | | | | | | | | |
| газ | 5 025,9 | 94,5 | 4 978,4 | 94,8 | 5 355,8 | 95,7 | 4 909,1 | 95,6 | 4 940,8 | 94,6 |
| нефтепродукто | 61,3 | 1,2 | 49,2 | 0,9 | 37,8 | 0,7 | 59,6 | 1,2 | 123,2 | 2,3 |

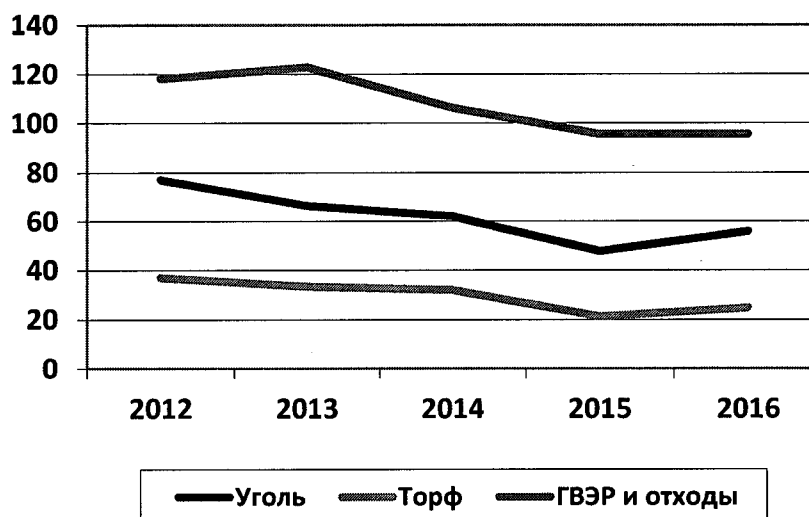
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|---|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|-------|------|
| твердое топливо, в том числе: | 232,3 | 4,3 | 222,9 | 4,3 | 200,5 | 3,6 | 164,5 | 3,2 | 160,7 | 3,1 |
| уголь | 77,1 | 33,2 | 66,4 | 29,8 | 62,1 | 31,0 | 47,8 | 29,1 | 56,0 | 34,9 |
| торф | 37,0 | 15,9 | 33,5 | 15,0 | 32,0 | 16,0 | 21,2 | 12,9 | 24,8 | 15,4 |
| горючие возобновляемые энергоресурсы и отходы | 118,2 | 50,9 | 123,0 | 55,2 | 106,3 | 53,0 | 95,5 | 58,0 | 79,9 | 49,7 |

В общем объеме расходуемого на территории области всеми источниками генерации топлива доля природного газа в 2016 году составила 94,6%, доля нефтепродуктов (прежде всего мазута) – 2,3%, твердого топлива – 3,1%. 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 2012 – 2016 годах, тыс. т.у.т.



Расход топлива на выработку электрической энергии составил в 2016 году 4 510,0 тыс. т.у.т. (86,3% от общего расхода топлива), на выработку тепловой энергии – 714,7 тыс. т.у.т. (13,7% от общего расхода топлива).

Значительный объем потребления топлива на производство электроэнергии объясняется наличием в составе генерирующих мощностей Костромской энергосистемы 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 2016 год, тыс. т.у.т.

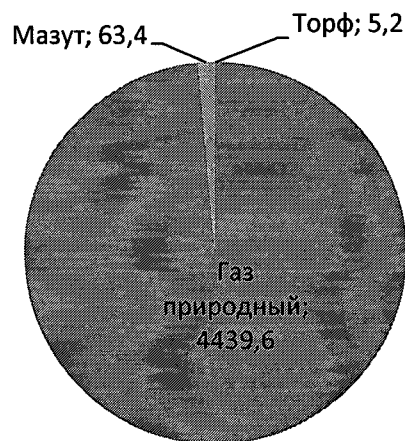
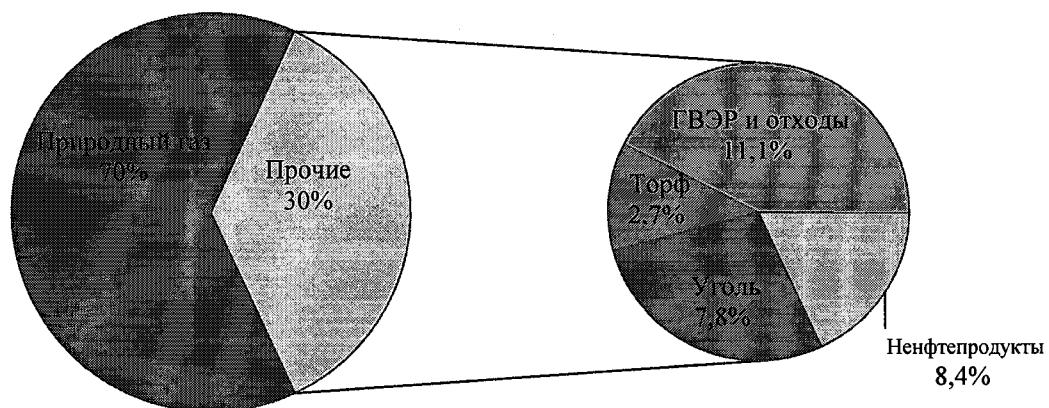


Рисунок № 14

Структура потребления энергоресурсов на производство теплоэнергии за 2016 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 2013 – 2017 годы.

Основная доля в расходе топлива на производство электрической и тепловой энергии тепловых электростанций (далее – ТЭС) приходится на Костромскую ГРЭС и составляет около 83%. Среди прочих электростанций наибольшая доля (6,9% 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 2017 году удельный расход топлива на отпуск электроэнергии в Костромской области составил 309 грамм условного топлива на 1 кВт·ч (далее – г.у.т./кВт·ч), что на 1,0 г.у.т./кВт·ч меньше, чем в 2016 году. Фактический расход топлива на отпуск электроэнергии в 2017 году был на 1,44 г.у.т./кВт·ч меньше, 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 2017 году составил 170,1 кг условного топлива на 1 Гкал (далее – кг у.т./Гкал) и практически не изменился по сравнению с 2016 годом.

Если сравнивать данные за 2017 год по Костромской области и Российской Федерации, то удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии от ТЭС на 6,6 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 2017 год, составляет 168 кг у.т./Гкал.

Таблица № 30

Расход топлива на производство электрической и тепловой энергии в разрезе крупнейших производителей в Костромской области в 2013 – 2017 годах

тыс. т.у.т.

| Наименование организации | Наименование станции | Марка топлива | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---------------------------------|------------------------|---------------------|---------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| АО «Интер РАО Электрогенерация» | Костромская ГРЭС | Всего, в том числе: | 4 249,03 | 4 658,89 | 4 250,267 | 4 333,594 | 4 689,416 |
| | | мазут топочный | 6,68 | 0,275 | 20,652 | 20,652 | 78,571 |
| | | газ природный | 4 242,35 | 4 658,615 | 4 229,615 | 4 273,886 | 4 610,845 |
| ПАО «ТГК-2» | Костромская ТЭЦ-1 | Всего, в том числе: | 123,5 | 119,61 | 112,7 | 119,4 | 125,4 |
| | | мазут топочный | 0 | 0 | 0,004 | 0,011 | 0,011 |
| | | газ природный | 123,5 | 119,61 | 112,7 | 119,4 | 125,4 |
| | Костромская ТЭЦ-2 | Всего, в том числе: | 363,7 | 352,4 | 343,9 | 357,95 | 338,75 |
| | | мазут топочный | 0 | 0 | 0,005 | 0,15 | 0,007 |
| | | газ природный | 363,7 | 352,4 | 343,9 | 357,8 | 338,74 |
| | Районная котельная № 2 | Всего, в том числе: | 17,6 | 17,79 | 17,95 | 19,2 | 19,6 |
| | | газ природный | 17,6 | 17,79 | 17,95 | 19,2 | 19,6 |
| | МУП «Шарьинская ТЭЦ» | Шарьинская ТЭЦ | Всего, в том числе: | 55 | 53,8 | 44,9 | 49,5 |
| мазут топочный | | | 21,9 | 21,6 | 23,7 | 24,7 | 22,8 |
| торф условной влажности | | | 33,1 | 32,2 | 21,2 | 24,8 | 28,9 |

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 | | | | |
|---------------------------------|----------------------|---|-------|-------|-------|-------|---|-------|-------|-------|-------|---|-------|-------|--------|--------|---|-------|-------|-------|-------|
| | | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| АО «Интер РАО Электрогенерация» | Костромская ГРЭС | 305,1 | 306,1 | 309,0 | 310,5 | 309,7 | 169,2 | 169,2 | 169,2 | 169,1 | 169,1 | 304,3 | 305,2 | 308,3 | 308,98 | 307,56 | 169,2 | 169,2 | 169,2 | 169,1 | 169,1 |
| ПАО «ТГК-2» | Костромская ТЭЦ-1 | 444,1 | 442,8 | 435,2 | 168,0 | 167,9 | 157,2 | 153,1 | 148,0 | 168,2 | 168,3 | 441,5 | 442,3 | 434,3 | 167,4 | 167,4 | 156,9 | 152,9 | 147,7 | 167,7 | 167,8 |
| | Костромская ТЭЦ-2 | 304,4 | 304,5 | 305,4 | 259,3 | 254,5 | 137,4 | 136,7 | 137,8 | 170,9 | 171,2 | 304,2 | 304,2 | 305,3 | 259,0 | 254,2 | 136,7 | 136,3 | 137,5 | 170,0 | 170,6 |
| МУП «Шарьинская ТЭЦ» | Шарьинская ТЭЦ | 507,2 | 507,2 | 532,1 | 493,4 | 500,9 | 190,9 | 194,2 | 209,6 | 186,0 | 188,6 | 505,2 | 505,2 | 533,4 | 491,1 | 498,4 | 190,6 | 193,7 | 209,4 | 185,6 | 188,2 |

Примечание:

изменение удельных расходов топлива с 2016 года по ПАО «ТГК-2» связано с переходом на физический метод расчета.

Глава 13. Единый топливно-энергетический баланс
Костромской области за 2012 – 2016 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 представлены ЕТЭБ Костромской области за 2012 – 2016 годы.

Таблица № 32

Единый топливно-энергетический баланс Костромской области
за 2012 – 2016 годы

| № п/п | Наименование топливно-энергетических ресурсов | Коэффициент перевода | Единица измерения | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-------|---|----------------------|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| 1. | Газ природный | 1,14 | Млн. м ³ | 4 603,00 | 4 564,00 | 4 885,00 | 4 469,00 | 4 573,00 |
| | | | тыс. т.у.т. | 5 247,42 | 5 202,96 | 5 568,90 | 5 094,66 | 5 213,22 |
| 2. | Газ сжиженный | 1,57 | Тыс. т | 7,94 | 5,09 | 3,47 | 3,40 | 3,40 |
| | | | тыс. т.у.т. | 12,47 | 7,99 | 5,45 | 5,34 | 5,34 |
| 3. | Нефтепродукты, в том числе: | | Тыс. т | 240,47 | 228,42 | 213,82 | 202,37 | 197,32 |
| | | | тыс. т.у.т. | 353,39 | 335,83 | 314,58 | 297,89 | 290,47 |
| 3.1. | бензины | 1,49 | тыс. т | 117,45 | 115,24 | 113,21 | 111,08 | 108,75 |
| | | | тыс. т.у.т. | 175,00 | 171,71 | 168,68 | 165,51 | 162,04 |
| 3.2. | дизельное топливо | 1,45 | тыс. т | 122,72 | 112,77 | 100,06 | 90,69 | 88,18 |
| | | | тыс. т.у.т. | 177,94 | 163,52 | 145,09 | 131,50 | 127,86 |
| 3.3. | керосин | 1,47 | тыс. т | 0,28 | 0,39 | 0,53 | 0,58 | 0,37 |
| | | | тыс. т.у.т. | 0,41 | 0,57 | 0,78 | 0,85 | 0,54 |
| 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 | 0,26 | 0,21 | 0,19 | 0,19 | 0,19 |
| | | | тыс. т.у.т. | 0,38 | 0,30 | 0,28 | 0,28 | 0,28 |
| 5. | Мазут | 1,37 | Тыс. т | 71,78 | 72,97 | 37,83 | 56,00 | 89,31 |
| | | | тыс. т.у.т. | 98,34 | 99,97 | 51,83 | 76,72 | 122,35 |
| 6. | Уголь каменный | 0,769 | Тыс. т | 121,43 | 104,72 | 102,62 | 72,22 | 76,31 |
| | | | тыс. т.у.т. | 93,38 | 80,53 | 78,91 | 55,54 | 58,68 |
| 7. | Дрова (плотные) | 0,266 | Тыс. м ³ | 369,69 | 314,02 | 271,77 | 195,37 | 223,86 |
| | | | тыс. т.у.т. | 98,34 | 83,53 | 72,29 | 51,97 | 59,55 |
| 8. | Торф | 0,34 | Тыс. т | 115,71 | 104,08 | 140,79 | 71,25 | 76,76 |
| | | | тыс. т.у.т. | 39,34 | 35,39 | 47,87 | 24,23 | 26,10 |
| 9. | Прочие (отходы лесозаготовки) | | Тыс. т.у.т. | 185,38 | 226,37 | 222,49 | 211,71 | 183,67 |
| | Итого | | Тыс. т.у.т. | 6 128,43 | 6 072,87 | 6 362,59 | 5 818,33 | 5 958,36 |
| 10. | Электроэнергия | 0,123 | Млн. кВт·ч | 3 569,90 | 3 453,20 | 3 617,30 | 3 579,00 | 3 622,00 |
| | | | тыс. т.у.т. | 439,10 | 424,74 | 444,93 | 440,22 | 445,51 |
| | Всего | | Тыс. т.у.т. | 6 567,53 | 6 497,61 | 6 807,52 | 6 258,54 | 6 403,87 |

54. Полное потребление топлива в Костромской области в 2016 году по имеющимся статистическим данным составило 6 405,16 тыс. т.у.т. За 2012 – 2016 годы полное потребление топлива снизилось на 2,5%.

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 2016 году этого топлива было израсходовано 243,2 тыс. т.у.т., что составило около 4% валового энергопотребления. Из них немногим более половины сожжено в промышленных котельных, остальное поступило конечным потребителям.

Кроме того, использовано 26,10 тыс. т.у.т. торфа, из них 95% – Шарьинской ТЭЦ.

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 (25,4%).

Структура полезного (конечного) потребления энергии по отраслям экономики за 2016 год представлена на рисунке № 15.

55. Среди используемых потребителями энергоресурсов преобладает тепловая энергия (почти 45,5%), около 69% которой 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 2016 году их потребление составило 4,9% энергопотребления.

Рисунок № 15

Структура полезного (конечного) потребления энергии по отраслям экономики за 2016 год

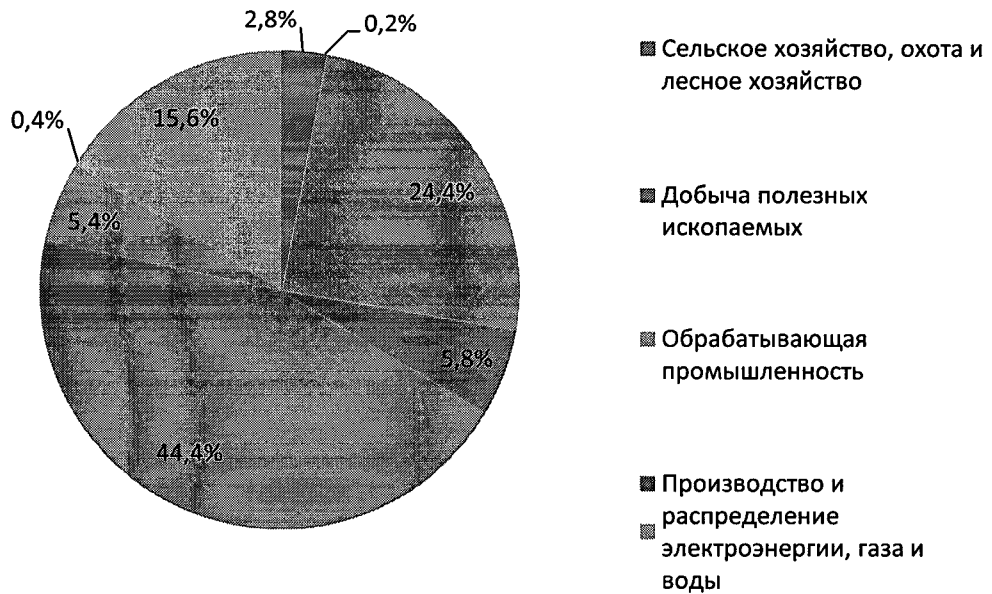
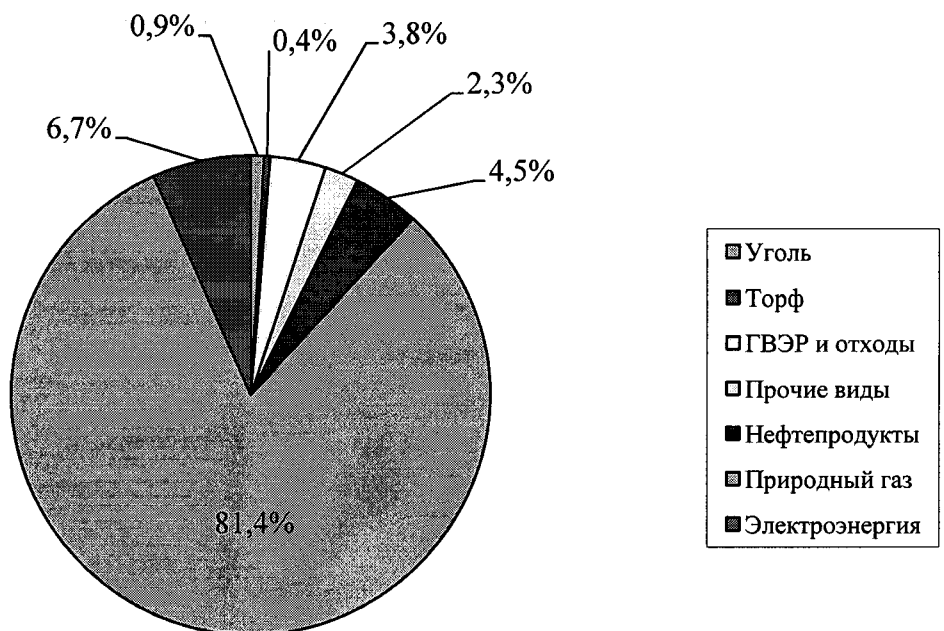


Рисунок № 16

Структура потребления по видам энергоресурсов за 2016 год



Глава 14. Динамика основных показателей энергоэффективности за 2012 – 2016 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 2016 году по отношению к 2015 году отмечается снижение энергоемкости и электроемкости ВРП соответственно на 0,3% и 0,9%.

Таблица № 33

Динамика основных показателей энергоэффективности Костромской области за 2012 – 2016 годы

| Наименование показателя | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|--|------|------|------|------|------|
| Энергоемкость ВРП, т.у.т. / млн. руб. | 52,8 | 48,2 | 47,9 | 39,9 | 39,8 |
| Электроемкость ВРП, тыс. кВт·ч / млн. руб. | 28,2 | 25,9 | 24,7 | 22,7 | 22,5 |
| Потребление электрической энергии на душу населения, тыс. кВт·ч / чел. | 5,3 | 5,2 | 5,5 | 5,5 | 5,7 |
| Электровооруженность труда в экономике, тыс. кВт·ч / чел. | 6,6 | 6,5 | 6,5 | 6,5 | 6,6 |

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 ЛЭП (далее – ВЛ) напряжением 110 кВ и выше общей протяженностью (в одноцепном исчислении) 3 021,68 км, в том числе: ВЛ 500 кВ – 543,5 км,

ВЛ 220 кВ – 615,08 км, ВЛ 110 кВ – 1 863,1 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 Московской области | | | |
| 1) | ВЛ 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) | 1996 | Удовлетворительное |
| 5. Энергосистема Кировской области | | | |
| 1) | ВЛ 500 кВ Звезда – Вятка | 1986 / 2006 | Рабочее |
| 2) | ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево (тяговая) | 1968 | Удовлетворительное |
| 3) | ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево (тяговая) | 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 |
| 5) | ВЛ 110 кВ Заволжск – Александрово | 1972 | Удовлетворительное |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-------------------------------|---------------|----------|--------|-----------|------|-------|-------|
| ВЛ 500 кВ | | | | | | | |
| КГРЭС - Загорская ГАЭС | 1973 | 223,2 | 15,0 | АС-400х3 | 39 | 46 | 50 |
| КГРЭС - Владимирская | 1971 | 177,3 | 15,1 | АС-400х3 | 41 | 47 | 52 |
| КГРЭС - Луч | 1970 | 206,8 | 7,0 | АС-400х3 | 42 | 48 | 53 |
| КГРЭС - Костромская АЭС | 1981 | 144,4 | 144,4 | АС-400х3 | 31 | 38 | 42 |
| Костромская АЭС - Вологодская | 1981 | 168,1 | 56,0 | АС-400х3 | 31 | 38 | 42 |
| Костромская АЭС - Звезда | 1985, 2006 | 196,1 | 196,1 | АСО-330х3 | 27/6 | 34/13 | 38/17 |
| Звезда - Вятка | 1986, 2006 | 326,2 | 102,9 | АСО-330х3 | 27/6 | 33/13 | 37/17 |
| КГРЭС - Нижегородская | 2015 | 284,6 | 7,0 | АС-400х3 | - | 4 | 8 |
| Итого | | 1 726,7 | 543,5 | | | | |
| ВЛ 220 кВ | | | | | | | |
| КГРЭС - Иваново I цепь | 1975 | 71,3 | 15,2 | АСО-400 | 37 | 44 | 48 |
| КГРЭС - Иваново II цепь | 1983 | 70,76 | 14,46 | АСО-400 | 29 | 36 | 40 |
| КГРЭС - Вичуга I цепь | 1969 | 58,16 | 6,11 | АСО-400 | 43 | 50 | 54 |
| КГРЭС - Вичуга II цепь | 1980 | 58,14 | 6,11 | АС-400 | 32 | 39 | 43 |
| Мотордеталь - Тверицкая | 1991 | 108,7 | 16,7 | АС-300 | 21 | 28 | 32 |
| КГРЭС - Кострома-2 | 1976 | 52,5 | 52,5 | АС-300 | 36 | 43 | 47 |
| КГРЭС - Мотордеталь I цепь | 1969 | 39,8 | 39,8 | АСО-300 | 43 | 50 | 54 |
| КГРЭС - Мотордеталь II цепь | 1976 | 39,8 | 39,8 | АС-300 | 36 | 43 | 47 |
| КГРЭС - Ярославская | 1969 | 109,8 | 32,8 | АС-500 | 43 | 50 | 54 |
| Рыжково - Мантурово | 1972 | 136,7 | 72,5 | АСО-300 | 40 | 47 | 51 |
| Мотордеталь - Борок | 1987 | 101,0 | 101,0 | АС-300 | 25 | 32 | 36 |
| Кострома-2 - Галич (р) | 1976 | 123,24 | 123,24 | АСО-300 | 36 | 43 | 47 |
| Борок - Галич (р) | 1987 | 56,36 | 56,36 | АС-300 | 25 | 32 | 36 |
| Галич (р) - Антропово | 1998 | 38,5 | 38,5 | АСО-300 | 14 | 21 | 25 |
| Итого | | 1 064,76 | 615,08 | | | | |

Таблица № 36

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 ^{<sup>↔</sup>} | Марка провода | Техническое состояние | Срок службы, лет | | |
|-----------------|------------------------------|-----------|--------------|---|-----------------|-----------------------|------------------|---------|---------|
| | | | | | | | на 2012 | на 2019 | на 2023 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Центральный РЭС | | | | | | | | | |
| 1. | Нерехта-1 - Клементьево | 1950 | 1 | 22,4 | АС-120 | удовл. | 62 | 69 | 73 |
| 2. | Мотордеталь - Кострома-1(2) | 2013 | 2 | 4,76 | АС-185 | хорошее | - | 6 | 10 |
| 3. | отп. на Строммашина | 1970 | 2 | 0,67 | АС-150 | удовл. | 42 | 49 | 53 |
| 4. | Нерехта-1 - Мотордеталь-1(2) | 1959 | 2 | 49 | АС-120 АС-95 | удовл. | 53 | 60 | 64 |
| 5. | отп. на Космынино | 1959 | 2 | 5,3 | АС-120 | удовл. | 53 | 60 | 64 |
| 6. | отп. на Нерехта-2 | 1959 | 2 | 1,64 | АС-70 | удовл. | 53 | 60 | 64 |
| 7. | Южная-1(2) | 1986 | 2 | 5,05 | АС-120 | удовл. | 26 | 33 | 37 |
| 8. | Василево-1(2) | 1979 | 2 | 10,5 | АС-70 | удовл. | 33 | 40 | 44 |
| 9. | Кострома-1 - Северная | 2013 | 2 | 12,08 | АС-185 | хорошее | - | 6 | 10 |
| 10. | Кострома-1 - Центральная | 2013 | 2 | 15,26 | АС-185 | хорошее | - | 6 | 10 |
| 11. | Кострома-2 - Северная | 2013 | 2 | 8,2 | АС-185 | хорошее | - | 6 | 10 |
| 12. | ТЭЦ-2 - Центральная | 2013 | 2 | 8,08 | АС-185 | хорошее | - | 6 | 10 |
| 13. | отп. на ТЭЦ-1 | 1960 | 2 | 1,82 | АС-70 | удовл. | 52 | 59 | 63 |
| 14. | отп. на Кострома-3 | 1960 | 2 | 0,1 | АС-70 | удовл. | 52 | 59 | 63 |
| 15. | ТЭЦ-2 - Кострома-2 | 1974 | 2 | 3,9 | АС-150 | удовл. | 38 | 45 | 49 |
| 16. | Красное -1 (2) | 2009 | 2 | 5,7 | АС-150 АС-70 | удовл. | 3 | 10 | 14 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------------|---------------------------|------|---|--------|------------------|--------|----|----|----|
| 17. | отп. на Восточная-1 | 2009 | 2 | 6,6 | АС-150 АС-95 | удовл. | 3 | 10 | 14 |
| 18. | Восточная-1(2) | 2009 | 2 | 2,2 | АС-120 | удовл. | 3 | 10 | 14 |
| 19. | Давыдовская-1(2) | 2009 | 2 | 1,35 | АС-150 АС-240 | удовл. | 3 | 10 | 14 |
| 20. | Фурманов-1 - Клементьево | 1980 | 1 | 5,1 | АС-120 | удовл. | 32 | 39 | 43 |
| 21. | Аэропорт-1(2) | 1994 | 2 | 5,7 | АС-120 | удовл. | 18 | 25 | 29 |
| 22. | Калинки - Судиславль | 1973 | 1 | 37,8 | АС-120 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 23. | Судиславль - Кр. Поляна | 1973 | 1 | 37,5 | АС-120 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 24. | ТЭЦ-2 - Калинки | 1961 | 1 | 21,8 | АС-120 | удовл. | 51 | 58 | 62 |
| 25. | Приволжская-1(2) | 1974 | 2 | 11,4 | АС-95 | удовл. | 38 | 45 | 49 |
| 26. | Александрово - Заволжск | 1972 | 1 | 14,42 | АС-120 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 27. | Борок - Сусанино | 1971 | 1 | 14,2 | АС-150 | удовл. | 41 | 48 | 52 |
| 28. | Сусанино - Столбово | 1997 | 1 | 43,8 | АС-120 | удовл. | 15 | 22 | 26 |
| 29. | Кр. Поляна - Александрово | 1982 | 1 | 25,43 | АС-120 | удовл. | 30 | 37 | 41 |
| 30. | Кр. Поляна - Кадый | 1983 | 1 | 64,5 | АС-150 | удовл. | 29 | 36 | 40 |
| 31. | Кр. Поляна - Столбово | 1989 | 1 | 21,55 | АС-120 | удовл. | 23 | 30 | 34 |
| 32. | Писцово - Нерехта-1 | 1991 | 1 | 23,7 | АС-120 | удовл. | 21 | 28 | 32 |
| Галичский РЭС | | | | | | | | | |
| 33. | Борок - Буй (г) | 1985 | 1 | 25,5 | АС-120 | удовл. | 27 | 34 | 38 |
| 34. | Борок - Буй (с) | 1985 | 1 | 22,9 | АС-120 | удовл. | 27 | 34 | 38 |
| 35. | Борок - Галич (т) | 1985 | 1 | 58,4 | АС-120 | удовл. | 27 | 34 | 38 |
| 36. | Борок - Новая | 1992 | 1 | 54,6 | АС-120 | удовл. | 20 | 27 | 31 |
| 37. | отп. на Орехово | 1970 | 2 | 2,28 | АС-120 | удовл. | 42 | 49 | 53 |
| 38. | Галич (р) - Галич (г) | 1964 | 1 | 3,3 | АС-120 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 39. | Галич (р) - Антропово | 1964 | 2 | 32,9 | АС-185 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 40. | Галич (р) - Чухлома | 1964 | 1 | 61,9 | АС-95 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 41. | отп. на Луковцино | 1988 | 1 | 0,2 | АС-120 | удовл. | 24 | 31 | 35 |
| 42. | Елегино - Солигалич | 1987 | 1 | 51,5 | АС-120 | удовл. | 25 | 32 | 36 |
| 43. | Чухлома - Солигалич | 1964 | 1 | 43,7 | АС-120 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 44. | отп. на Федоровское | 1983 | 1 | 2,1 | АС-120 | удовл. | 29 | 36 | 40 |
| 45. | Борок - Западная | 1971 | 1 | 11,2 | АС-150 | удовл. | 41 | 48 | 52 |
| 46. | Борок - Елегино | 1986 | 1 | 50,2 | АС-120 | удовл. | 26 | 33 | 37 |
| 47. | Буй (с) - Буй (г) | 1980 | 1 | 6,1 | АС-120 | удовл. | 32 | 39 | 43 |
| 48. | Западная - Буй (г) | 1971 | 1 | 4,3 | АС-150 | удовл. | 41 | 48 | 52 |
| 49. | Галич (р) - Новая | 1992 | 1 | 7,8 | АС-120 | удовл. | 20 | 27 | 31 |
| 50. | Буй (г) - Халдеево | 1975 | 1 | 24,3 | АС-120 | удовл. | 37 | 44 | 48 |
| 51. | отп. на Лопарево | 1979 | 2 | 4,7 | АС-185 | удовл. | 33 | 40 | 44 |
| Нейский РЭС | | | | | | | | | |
| 52. | Нея - Антропово (г) | 1965 | 1 | 55,8 | АС-185 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 53. | отп. на Николо-Полома | 1977 | 2 | 4,3 | АС-70 | удовл. | 35 | 42 | 46 |
| 54. | Нея - Антропово (р) | 1965 | 1 | 54,5 | АС-185 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 55. | Нея - Мантурово-1(2) | 1965 | 2 | 53,6 | АС-150 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 56. | отп. на Октябрьская | 1965 | 2 | 2,6 | АС-70 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 57. | Нея - Макарьев | 1967 | 1 | 58,5 | АС-70 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 58. | отп. на Дьяконово | 1967 | 1 | 1,1 | АС-70 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 59. | Мантурово - Шарья | 1966 | 2 | 20,2 | АС-150 | удовл. | 46 | 53 | 57 |
| 60. | Гусево - Ильинское | 1982 | 1 | 35,68 | АС-120 | удовл. | 30 | 37 | 41 |
| 61. | Мантурово - Гусево | 1982 | 1 | 28 | АС-120 | удовл. | 30 | 37 | 41 |
| 62. | Мантурово - БХЗ | 1973 | 2 | 4,3 | АС-95 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 63. | Кадый - Макарьев | 1984 | 1 | 58,5 | АС-120 | удовл. | 28 | 35 | 39 |
| 64. | Ильинское - Новинское | 1987 | 1 | 46,1 | АС-120 | удовл. | 25 | 32 | 36 |
| 65. | отп. на Яковлево | 1966 | 1 | 0,7 | АС-120 | удовл. | 46 | 53 | 57 |
| Шарьинский РЭС | | | | | | | | | |
| 66. | Звезда - Заря-1(2) | 2006 | 1 | 58,347 | АС-150 | удовл. | 6 | 13 | 17 |
| 67. | Звезда - Мантурово-1(2) | 2006 | 2 | 4,1 | АС-400 | удовл. | 6 | 13 | 17 |
| 68. | Шарья(р) - Заря-1(2) | 2006 | 2 | 3,5 | АС-150 | удовл. | 6 | 13 | 17 |
| 69. | Заря - Кроностар-1(2) | 2006 | 2 | 0,65 | АС-150 | удовл. | 6 | 13 | 17 |
| 70. | Заря - Промузел-1(2) | 2006 | 2 | 0,68 | АС-150 | удовл. | 6 | 13 | 17 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------|-----------------------------|------|---|---------|--------|--------|----|----|----|
| 71. | Мантурово - Шарья-1(2) | 1966 | 2 | 26,1 | АС-150 | удовл. | 46 | 53 | 57 |
| 72. | отп. на Шекшема | 1966 | 2 | 0,34 | АС-120 | удовл. | 46 | 53 | 57 |
| 73. | Шарья (р) - Шарья (т) | 1967 | 1 | 12,05 | АС-150 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 74. | Шарья (р) - Поназырево (т) | 1967 | 1 | 54,8 | АС-150 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 75. | Шарья (т) - Поназырево (т) | 1967 | 1 | 48,45 | АС-150 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 76. | Никола - Вохма | 1968 | 1 | 15 | АС-120 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 77. | Ацвеж - Поназырево (т) | 1968 | 1 | 7,5 | АС-120 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 78. | Гостовская - Поназырево (т) | 1968 | 1 | 15 | АС-120 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 79. | Поназырево (т) - Никола | 1968 | 1 | 61 | АС-120 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 80. | отп. на Шортюг | 1968 | 1 | 1,33 | АС-120 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 81. | отп. на Гудково | 1968 | 1 | 1,31 | АС-95 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 82. | Вохма - Павино | 1972 | 1 | 48,4 | АС-95 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 83. | Павино - Пыщуг | 1988 | 1 | 38,2 | АС-120 | удовл. | 24 | 31 | 35 |
| 84. | Новинское - Пыщуг | 1991 | 1 | 39,1 | АС-120 | удовл. | 21 | 28 | 32 |
| 85. | Шарья (р) - Рождественское | 1976 | 2 | 44 | АС-120 | удовл. | 36 | 43 | 47 |
| Итого | | | | 1 863,1 | | | | | |

↔ 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 2019 | на 2023 |
| 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 | 22 | 26 |
| 2. | Фармация | 1982 | 1 | 12,2 | АС-120 | хорошее | 30 | 37 | 41 |
| 3. | Кузнецово-1 | 1981 | 1 | 11,1 | АС-70, АС-120 | хорошее | 31 | 38 | 42 |
| 4. | Кузнецово-2 | 1981 | 1 | 11,1 | АС-70, АС-120 | хорошее | 31 | 38 | 42 |
| 5. | Коркино-1 | 1970 | 1 | 6,1 | АС-70 | хорошее | 42 | 49 | 53 |
| 6. | Коркино-2 | 1970 | 1 | 6,1 | АС-70 | хорошее | 42 | 49 | 53 |
| 7. | Сухоногово - Рудино | 1973 | 1 | 22 | АС-50 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 8. | Борщино-1 | 1979 | 1 | 10,4 | АС-50, АС-120 | хорошее | 33 | 40 | 44 |
| 9. | Борщино-2 | 1979 | 1 | 10,4 | АС-50, АС-120 | хорошее | 33 | 40 | 44 |
| 10. | Красное - Прискоково | 1984 | 1 | 16 | АС-120, АС-70 | хорошее | 28 | 35 | 39 |
| 11. | Чернево - Прискоково | 1984 | 1 | 13,7 | АС-120, АС-95 | хорошее | 28 | 35 | 39 |
| 12. | Красная Поляна - Игодово | 1983 | 1 | 19,22 | АС-70 | хорошее | 29 | 36 | 40 |
| 13. | Сусанино - Попадьино | 1990 | 1 | 20,2 | АС-70 | хорошее | 22 | 29 | 33 |
| 14. | Мисково - Сандогора | 1977 | 1 | 14,2 | АС-70 | хорошее | 35 | 42 | 46 |
| 15. | Калинки - Раслово | 1983 | 1 | 10 | АС-50 | хорошее | 29 | 36 | 40 |
| 16. | Саметь-2 | 1973 | 1 | 16,7 | АС-70 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 17. | Чернево-1 | 1969 | 1 | 46,38 | АС-120, АС-95 | хорошее | 43 | 50 | 54 |
| 18. | Сусанино - Головинская-1 | 1969 | 2 | 11,2 | АС-150 | хорошее | 43 | 50 | 54 |
| 19. | Сусанино - Головинская-2 | 1969 | 1 | 11,2 | АС-150 | хорошее | 43 | 50 | 54 |
| 20. | Сусанино - Андреевская | 1977 | 1 | 21,5 | АС-50 | хорошее | 35 | 42 | 46 |
| 21. | Александрово - Островское | 1970 | 1 | 29,3 | АС-50 | хорошее | 42 | 49 | 53 |
| 22. | Воронье-1 | 1969 | 1 | 22,46 | АС-95 | хорошее | 43 | 50 | 54 |
| 23. | Воронье-2 | 1969 | 1 | 22,46 | АС-95 | хорошее | 43 | 50 | 54 |
| 24. | Игодово - Легитово | 1982 | 1 | 27,7 | АС-70 | хорошее | 30 | 37 | 41 |
| 25. | Александрово - Адищево | 1982 | 1 | 10,7 | АС-50 | хорошее | 30 | 37 | 41 |
| 26. | Нерехта - Рождествено | 1975 | 1 | 11,8 | АС-50 | удовл. | 37 | 44 | 48 |
| 27. | Красная Поляна - Островское | 1970 | 1 | 13,2 | АС-50 | хорошее | 42 | 49 | 53 |
| 28. | Чернево-2 | 1969 | 1 | 46,38 | АС-120, АС-95 | хорошее | 43 | 50 | 54 |
| 29. | Караваево-1 | 1981 | 1 | 11,56 | АС-70 | хорошее | 31 | 38 | 42 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---------------|---------------------------|------|---|-------|---------------|---------|----|----|----|
| 30. | Караваяево-2 | 1981 | 1 | 11,56 | АС-70 | хорошее | 31 | 38 | 42 |
| 31. | Байдарка -1 | 1971 | 1 | 5,8 | АС-150, АС-95 | хорошее | 41 | 48 | 52 |
| 32. | Байдарка-2 | 1971 | 1 | 5,8 | АС-150, АС-95 | хорошее | 41 | 48 | 52 |
| 33. | Саметь-1 | 1972 | 1 | 16,7 | АС-70 | хорошее | 40 | 47 | 51 |
| 34. | Кузнецово - ЭМЗ | 1984 | 1 | 21,3 | АС-70 | хорошее | 28 | 35 | 39 |
| 35. | Никольское - Кузьмищи | 1988 | 1 | 12,4 | АС-70 | хорошее | 24 | 31 | 35 |
| 36. | Никольское - Птицефабрика | 1973 | 1 | 2 | АС-50 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 37. | Кострома-2 - Птицефабрика | 1972 | 2 | 8,8 | АС-50 | хорошее | 40 | 47 | 51 |
| 38. | Кострома-2 - Никольское | 1973 | 2 | 10,5 | АС-95 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 39. | Сушево - Мисково | 1976 | 1 | 20,8 | АС-70 | удовл. | 36 | 43 | 47 |
| 40. | Апраксино - Сушево | 1962 | 1 | 21,4 | АС-70 | удовл. | 50 | 57 | 61 |
| 41. | Кострома-2 - Апраксино | 1962 | 1 | 15,7 | АС-70 | хорошее | 50 | 57 | 61 |
| 42. | Мисково - ЭМЗ | 1976 | 1 | 10,6 | АС-70 | хорошее | 36 | 43 | 47 |
| 43. | Кузнецово - Сусанино | 1982 | 1 | 31,5 | АС-120 | хорошее | 30 | 37 | 41 |
| 44. | Сусанино - Калининская | 1982 | 1 | 15,6 | АС-120 | хорошее | 30 | 37 | 41 |
| 45. | Космынино - Рудино | 1971 | 1 | 25 | АС-50 | хорошее | 41 | 48 | 52 |
| 46. | ГРЭС - Сидоровское | 1983 | 1 | 5 | АС-70 | хорошее | 29 | 36 | 40 |
| 47. | КПД - Владычное | 1982 | 1 | 9,1 | АС-50 | хорошее | 30 | 37 | 41 |
| 48. | Ильинское - Сухоногово | 1972 | 1 | 17,5 | АС-70 | хорошее | 40 | 47 | 51 |
| 49. | Коркино - Ильинское | 1972 | 1 | 10,4 | АС-70 | хорошее | 40 | 47 | 51 |
| Галичский РЭС | | | | | | | | | |
| 50. | Новая - ПТФ | 1993 | 2 | 2,8 | АС-70 | хорошее | 19 | 26 | 30 |
| 51. | Орехово - Левково | 1992 | 1 | 19,4 | АС-70 | хорошее | 20 | 27 | 31 |
| 52. | Левково - Березовец | 1992 | 1 | 10,9 | АС-70 | хорошее | 20 | 27 | 31 |
| 53. | Галич (р) - Толтуново | 1992 | 1 | 25,2 | АС-50 | хорошее | 20 | 27 | 31 |
| 54. | Пронино - Кабаново | 1983 | 1 | 16,3 | АС-70 | хорошее | 29 | 36 | 40 |
| 55. | Воронье - Пронино | 1980 | 1 | 26,8 | АС-70 | хорошее | 32 | 39 | 43 |
| 56. | Галич (р) - ПТФ | 1972 | 1 | 9,6 | АС-70 | хорошее | 40 | 47 | 51 |
| 57. | Толтуново - Березовец | 1982 | 1 | 24,4 | АС-50 | хорошее | 30 | 37 | 41 |
| 58. | ПТФ - Пронино | 2017 | 1 | 27,4 | АС-70 | хорошее | | 2 | 6 |
| 59. | Черменино - Панкратово | 1972 | 1 | 10,7 | АС-35 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 60. | Судай - Панкратово | 1966 | 1 | 26,2 | АС-35 | удовл. | 46 | 53 | 57 |
| 61. | Горбачево - Куземино | 1986 | 1 | 19,2 | АС-50 | хорошее | 26 | 33 | 37 |
| 62. | Солигалич - Совета | 1985 | 1 | 32,9 | АС-50 | хорошее | 27 | 34 | 38 |
| 63. | Солигалич - Калинин | 1976 | 2 | 28,1 | АС-50 | хорошее | 36 | 43 | 47 |
| 64. | Солигалич - Горбачево | 1977 | 1 | 27,3 | АС-50 | хорошее | 35 | 42 | 46 |
| 65. | Солигалич - Починок | 1964 | 2 | 18,5 | АС-50 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 66. | Чухлома - Петровское | 1978 | 2 | 19,7 | АС-50 | хорошее | 34 | 41 | 45 |
| 67. | Чухлома - Судай | 1977 | 2 | 19,7 | АС-35 | удовл. | 35 | 42 | 46 |
| 68. | Дор - Семеновское | 1991 | 1 | 12,7 | АС-35, АС-70 | хорошее | 21 | 28 | 32 |
| 69. | Буй (р) - Шушкодом | 1962 | 1 | 21,6 | АС-50 | удовл. | 50 | 57 | 61 |
| 70. | Буй (р) - Химик | 1972 | 1 | 1,7 | АС-35, АС-70 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 71. | Химик - Ликурга | 1964 | 1 | 18,7 | АС-35 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 72. | Шушкодом - Дьяконово | 1974 | 1 | 25,1 | АС-50 | удовл. | 38 | 45 | 49 |
| 73. | Буй (р) - Дор | 1975 | 1 | 26,4 | АС-50 | удовл. | 37 | 44 | 48 |
| 74. | Калинино - Дьяконово | 1978 | 1 | 41 | АС-50 | хорошее | 34 | 41 | 45 |
| Нейский РЭС | | | | | | | | | |
| 75. | Макарьев-1 - Тимошино | 1992 | 1 | 48,9 | АС-70 | хорошее | 20 | 27 | 31 |
| 76. | Унжа - Сосновка | 1985 | 1 | 26,1 | АС-50 | хорошее | 27 | 34 | 38 |
| 77. | Макарьев-2 - Унжа | 1979 | 1 | 19,4 | АС-50 | хорошее | 33 | 40 | 44 |
| 78. | Макарьев-1 - Макарьев-2 | 1978 | 1 | 11,56 | АПС-50 | хорошее | 34 | 41 | 45 |
| 79. | Макарьев-1 - Н.Макарово | 1970 | 1 | 25,4 | АС-50 | хорошее | 42 | 49 | 53 |
| 80. | Кады́й - Якимово | 1969 | 1 | 27,2 | АС-50 | удовл. | 43 | 50 | 54 |
| 81. | Макарьев-1 - Якимово | 1969 | 1 | 9,3 | АС-50 | удовл. | 43 | 50 | 54 |
| 82. | Чернышево - Нежитино | 1988 | 1 | 27,4 | АС-70 | хорошее | 24 | 31 | 35 |
| 83. | Н.Макарово - Нежитино | 1987 | 1 | 27,9 | АС-70 | хорошее | 25 | 32 | 36 |
| 84. | Кады́й - Екатеринбург | 1971 | 1 | 16,7 | АС-50 | хорошее | 41 | 48 | 52 |
| 85. | Чернышево - Завражье | 1989 | 1 | 16,2 | АС-70 | хорошее | 23 | 30 | 34 |
| 86. | Чернышево - Окулово | 1977 | 1 | 24,5 | АС-50 | удовл. | 35 | 42 | 46 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------------|------------------------------|------|---|---------|--------------|---------|----|----|----|
| 87. | Кадый - Чернышево | 1973 | 1 | 38,2 | АС-50 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 88. | Екатеринкино - Словинка | 1971 | 1 | 13,3 | АС-50 | хорошее | 41 | 48 | 52 |
| 89. | Антропово - Слобода | 1971 | 1 | 9 | АС-70 | хорошее | 41 | 48 | 52 |
| 90. | Антропово - Палкино | 1964 | 1 | 17,5 | АС-50 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 91. | Палкино - Словинка | 1964 | 1 | 26,5 | АС-50 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 92. | Палкино - Котельниково | 1973 | 1 | 19 | АС-70 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 93. | Котельниково - Легитово | 1973 | 1 | 9,4 | АС-70 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 94. | Парфеньево - Матвеево-1 ц. | 1990 | 1 | 21,2 | АС-70 | хорошее | 22 | 29 | 33 |
| 95. | Антропово - Парфеньево-2 ц. | 1989 | 1 | 40,6 | АС-70 | хорошее | 23 | 30 | 34 |
| 96. | Антропово - Парфеньево-1 ц. | 1965 | 1 | 26,7 | АС-50 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 97. | Парфеньево - Матвеево-2 ц. | 1966 | 1 | 21 | АС-35 | хорошее | 46 | 53 | 57 |
| 98. | Ильинское - Георгиевское | 1967 | 1 | 30,7 | АС-50 | хорошее | 45 | 52 | 56 |
| 99. | Георгиевское - Филино | 1968 | 1 | 18,2 | АС-50 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 100. | Овсянниково - Черменино | 1968 | 1 | 27 | АС-50, АС-70 | хорошее | 44 | 51 | 55 |
| 101. | Черменино - Панкратово | 1971 | 1 | 26,6 | АС-50 | удовл. | 41 | 48 | 52 |
| 102. | Кологрив - Овсянниково | 1968 | 1 | 27 | АС-70 | хорошее | 44 | 51 | 55 |
| 103. | Ильинское - Кологрив | 1967 | 1 | 19,54 | АС-95 | хорошее | 45 | 52 | 56 |
| 104. | Мантурово - Медведица | 1973 | 1 | 32,8 | АС-35 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 105. | Мантурово - Сосновка | 1965 | 1 | 32,9 | АС-35 | хорошее | 47 | 54 | 58 |
| 106. | Мантурово - Фанерный з-д 2ц. | 1968 | 1 | 5 | АС-150 | хорошее | 44 | 51 | 55 |
| 107. | Мантурово - Фанерный з-д 1ц. | 1968 | 1 | 5 | АС-150 | хорошее | 44 | 51 | 55 |
| 108. | Нея - Кужбал | 1967 | 1 | 23 | АС-50 | хорошее | 45 | 52 | 56 |
| 109. | Вожерово - Кологрив | 1982 | 1 | 27,9 | АС-50, АС-70 | хорошее | 30 | 37 | 41 |
| 110. | Кужбал - Вожерово | 1976 | 1 | 25,3 | АС-50 | хорошее | 36 | 43 | 47 |
| Шарьинский РЭС | | | | | | | | | |
| 111. | Забегаетово - Луптюг | 1975 | 1 | 12,6 | АС-50 | хорошее | 37 | 44 | 48 |
| 112. | Вохма - Забегаетово | 1975 | 1 | 13,8 | АС-50 | хорошее | 37 | 44 | 48 |
| 113. | Рождественское - Одоевское | 1989 | 1 | 20 | АС-50 | хорошее | 23 | 30 | 34 |
| 114. | Конево - Одоевское | 1989 | 1 | 10 | АС-50 | хорошее | 23 | 30 | 34 |
| 115. | Павино - Леденгск | 1965 | 1 | 19,2 | АС-70 | хорошее | 47 | 54 | 58 |
| 116. | Пыщуг - Леденгск | 1965 | 1 | 19 | АС-70 | хорошее | 47 | 54 | 58 |
| 117. | Лапшино - Спасс | 1970 | 1 | 12,4 | АС-50 | хорошее | 42 | 49 | 53 |
| 118. | Вохма - Лапшино | 1970 | 1 | 17 | АС-70 | хорошее | 42 | 49 | 53 |
| 119. | Катунино - Ветлуга | 1987 | 1 | 22 | АС-70 | хорошее | 25 | 32 | 36 |
| 120. | Павино - Хорошая | 1973 | 1 | 27,5 | АС-50 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 121. | Хорошая - Заветлужье | 1973 | 1 | 11,9 | АС-50 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 122. | Шарья - Кривячка | 1963 | 1 | 39,3 | АС-70 | хорошее | 49 | 56 | 60 |
| 123. | Боговарово - Соловецкое | 1973 | 1 | 19,8 | АС-50 | хорошее | 39 | 46 | 50 |
| 124. | Вохма - Боговарово-1 | 1968 | 1 | 17 | АС-50 | хорошее | 44 | 51 | 55 |
| 125. | Спасс - Талица | 1972 | 1 | 27,5 | АС-35 | хорошее | 40 | 47 | 51 |
| 126. | Шарья - Н-Шанга | 1977 | 1 | 9,7 | АС-50 | хорошее | 35 | 42 | 46 |
| 127. | Н-Шанга - Головино | 1979 | 1 | 23,3 | АС-50 | хорошее | 33 | 40 | 44 |
| 128. | Рождественское - Катунино | 1980 | 1 | 17,9 | АС-70 | хорошее | 32 | 39 | 43 |
| 129. | Пыщуг - Кривячка | 1963 | 1 | 31,5 | АС-70 | хорошее | 49 | 56 | 60 |
| 130. | Рождественское - Конево | 1970 | 1 | 22,6 | АС-50 | хорошее | 42 | 49 | 53 |
| 131. | Шарья - Рождественское | 1969 | 1 | 30 | АС-50 | хорошее | 43 | 50 | 54 |
| 132. | Заветлужье - Головино | 1984 | 1 | 35,6 | АС-70 | хорошее | 28 | 35 | 39 |
| 133. | Боговарово - Ильинское | 1983 | 1 | 24,3 | АС-50 | хорошее | 29 | 36 | 40 |
| 134. | Шарья - Центральная-1 | 1984 | 1 | 2,6 | АС-95 | хорошее | 28 | 35 | 39 |
| 135. | Шарья - Центральная-2 | 1984 | 1 | 2,6 | АС-95 | хорошее | 28 | 35 | 39 |
| 136. | Вохма - Боговарово-2 | 1986 | 1 | 17 | АС-50 | хорошее | 26 | 33 | 37 |
| Итого | | | | 2 616,8 | | | | | |

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 подстанций (далее – ПС) напряжением 35 кВ, 110 кВ и выше Костромской энергосистемы, их сводные данные и техническое состояние представлены в таблицах № 38 – 41.

Таблица № 38

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

| Наименование | Класс напряжения, кВ | Год ввода | Количество и мощность трансформаторов (шунтирующих реакторов) | Мощность ПС | Срок службы, лет | | |
|------------------|----------------------|-----------|---|---------------------|------------------|---------|---------|
| | | | | | на 2012 | на 2019 | на 2023 |
| ПС 500 кВ | | | | | | | |
| Звезда | 500/110/10 | 2006 | 3x135; 6x60 | 405 МВА 360 Мвар | 6 | 13 | 17 |
| Костромская АЭС | 500 | 1986 | 3x60 | 180 Мвар | 26 | 33 | 37 |
| Костромская ГРЭС | 500 | 1972 | 4x400 | 4 801 МВА | 40 | 47 | 51 |
| | | 1972 | 3x267 | | 40 | 47 | 51 |
| | | 1977 | 3x533 | | 35 | 42 | 46 |
| | | 1993 | 3x267 | | 19 | 26 | 30 |
| ПС 220 кВ | | | | | | | |
| Мотордеталь | 220/110/10 | 1972 | 2x125; 1x25; 1x40 | 315 МВА | 40 | 47 | 51 |
| Мантурово | 220/110/35/27,5/10 | 1965 | 1x125; 2x40; 1x15 | 220 МВА | 47 | 54 | 58 |
| Кострома-2 | 220/110/35/6 | 1961 | 1x125; 1x90; 2x20 | 255 МВА | 51 | 58 | 62 |
| Галич (р) | 220/110/35/10 | 1965 | 2x125; 1x10 | 260 МВА | 47 | 54 | 58 |
| Борок | 220/110/10 | 1987 | 2x125 | 250 МВА | 25 | 32 | 36 |
| Костромская ГРЭС | 220 | 1970 | 4x400; 2x32; 1x63 | 1 727 МВА | 42 | 49 | 53 |

Срок службы электросетевых объектов, введенных до 2002 года, определяется в соответствии с нормами амортизационных отчислений, утвержденных постановлением Совета Министров СССР от 22 октября 1990 года № 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР», и, в основном, соответствует амортизационному периоду. Для ВЛ 110 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах срок службы составляет 50 лет, для ВЛ на деревянных опорах – 30 лет, для ПС – не менее 25 лет.

Таблица № 39

Перечень ПС напряжением 110 кВ Костромской энергосистемы,
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 2019 | на 2023 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-----------------|---------------|----------------|---------------|-------------|------|-------|-------|---------|------|------|------|
| Центральный РЭС | | | | | | | | | | | |
| 1. | Александрово | 110/35/10 | 1981 | 2x6,3 | 12,6 | 3,78 | 52,2 | удовл. | 31 | 38 | 42 |
| 2. | Аэропорт | 110/35/6 | 1993 | 2x16 | 32 | 7,97 | 39,2 | удовл. | 19 | 26 | 30 |
| 3. | Василево | 110/35/10 | 1979 | 2x10 | 20 | 2,41 | 26,8 | удовл. | 33 | 40 | 44 |
| 4. | Восточная-2 | 110/35/10 | 1977 | 2x25 | 50 | 6,89 | 26,5 | удовл. | 35 | 42 | 45 |
| 5. | Давыдовская | 110/10 | 2009 | 2x25 | 50 | 11,89 | 47,6 | удовл. | 3 | 10 | 14 |
| 6. | СУ ГРЭС | 110/35/6 | 1978/ 2016 | 2x16 | 32 | 6,43 | 40,2 | хорошее | 34/- | 41/3 | 45/7 |
| 7. | Григорцево | 110/10 | 1987 | 1x2,5 | 2,5 | 0,46 | 15,2 | удовл. | 25 | 32 | 36 |
| 8. | Калинки | 110/35/10/6 | 1962 | 2x10; 1x1,6 | 21,6 | 6,31 | 63,1 | удовл. | 50 | 57 | 61 |
| 9. | Клементьево | 110/10 | 1980 | 1x6,3 | 6,3 | 0,74 | 12,7 | удовл. | 32 | 39 | 43 |
| 10. | Кострома-1 | 110/6 | 2015 | 2x16 | 32 | 10,73 | 67,1 | хорошее | - | 4 | 8 |
| 11. | Кострома-3 | 110/35/6 | 1963/ 2016 | 2x16 | 32 | 10,9 | 68,1 | хорошее | 49/- | 56/3 | 60/7 |
| 12. | КПД | 110/35/10 | 2014 | 2x25 | 50 | 13,94 | 55,8 | хорошее | - | 5 | 9 |
| 13. | Кр. Поляна | 110/35/10 | 1972 | 2x10 | 20 | 4,71 | 45,2 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 14. | Красное | 110/35/10 | 1982 | 2x16 | 32 | 14,51 | 90,7 | удовл. | 30 | 37 | 41 |
| 15. | Нерехта-1 | 110/35/6 | 1940 | 2x25 | 50 | 20,26 | 81,0 | удовл. | 72 | 79 | 83 |
| 16. | Нерехта-1 | 110/10 | 1980/ 2014 | 2x16 | 32 | 3,58 | 30,4 | хорошее | 32/- | 39/5 | 43/9 |
| 17. | Нерехта-2 | 110/10/6 | 1973 | 1x10; 1x16 | 26 | 3,01 | 30,2 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 18. | Строммашина | 110/6 | 1974 | 2x40 | 80 | 11,29 | 22,6 | удовл. | 38 | 45 | 49 |
| 19. | Северная | 110/6 | 1970 | 1x25; 1x20 | 45 | 20,66 | 103,3 | удовл. | 42 | 49 | 53 |
| 20. | Столбово | 110/10 | 1990 | 1x10 | 10 | 0,81 | 8,1 | удовл. | 22 | 29 | 33 |
| 21. | Судиславль | 110/10 | 1972 | 2x10 | 20 | 7,36 | 66,7 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 22. | Сусанино | 110/35/10 | 1987 | 2x10 | 20 | 3,17 | 37,9 | удовл. | 25 | 32 | 36 |
| 23. | Центральная | 110/10/6 | 1989 | 2x25 | 50 | 18,99 | 76,0 | удовл. | 23 | 30 | 34 |
| 24. | Южная | 110/35/10 | 1986 | 2x25 | 50 | 16,93 | 73,3 | удовл. | 26 | 33 | 37 |
| 25. | Восточная-1 | 110/6 | 2011 | 2x25 | 50 | 17,73 | 70,9 | хорошее | 1 | 8 | 12 |
| Галичский РЭС | | | | | | | | | | | |
| 26. | Буй (р)* | 110/35/10 | 1963 | 1x10; 1x4 | 14 | 9,27 | 75,9 | удовл. | 49 | 56 | 60 |
| 27. | Буй (с) | 110/10 | 1980 | 2x6,3 | 12,6 | 5,78 | 91,4 | удовл. | 32 | 39 | 43 |
| 28. | Елегино | 110/10 | 1985 | 1x2,5 | 2,5 | 0,20 | 8,0 | удовл. | 27 | 34 | 38 |
| 29. | Западная | 110/10 | 1992 | 2x10 | 20 | 5,56 | 55,6 | удовл. | 20 | 27 | 31 |
| 30. | Лопарево | 110/10 | 1979 | 2x2,5 | 5 | 0,44 | 17,6 | удовл. | 33 | 40 | 44 |
| 31. | Луковцино | 110/10 | 1988 | 1x2,5 | 2,5 | 0,54 | 22,0 | удовл. | 24 | 31 | 35 |
| 32. | Новая | 110/35/10 | 1993 | 2x6,3 | 12,6 | 2,12 | 32,7 | хорошее | 19 | 26 | 30 |
| 33. | Орехово | 110/35/10 | 1965 | 2x6,3 | 12,6 | 1,67 | 27,5 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 34. | Солигалич | 110/35/10 | 1986 | 2x10 | 20 | 5,51 | 55,1 | удовл. | 26 | 33 | 37 |
| 35. | Федоровское | 110/10 | 1983 | 1x2,5 | 2,5 | 0,11 | 4,8 | удовл. | 29 | 36 | 40 |
| 36. | Чухлома | 110/35/10 | 1965 | 2x6,3 | 12,6 | 4,56 | 72,4 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Нейский РЭС | | | | | | | | | | | |
| 37. | Антропово (р) | 110/35/10 | 1965 | 1x16; 1x6,3 | 22,3 | 5,78 | 36,1 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 38. | БХЗ | 110/6/10 | 1971 | 2x25 | 50 | 1,59 | 6,4 | удовл. | 41 | 48 | 52 |
| 39. | Гусево | 110/10 | 1981 | 1x2,5 | 2,5 | 0,41 | 16,4 | удовл. | 31 | 38 | 42 |
| 40. | Дьяконово | 110/10 | 1977 | 1x2,5 | 2,5 | 0,37 | 9,6 | удовл. | 35 | 42 | 46 |
| 41. | Ильинское | 110/35/10 | 1990 | 2x10 | 20 | 5,30 | 53,0 | удовл. | 22 | 29 | 33 |
| 42. | Кадый | 110/35/10 | 1983 | 2x10 | 20 | 5,11 | 51,1 | удовл. | 29 | 36 | 40 |
| 43. | Макарьев-1 | 110/35/10 | 1967 | 2x10 | 20 | 8,22 | 82,2 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 44. | Нея | 110/35/27,5/10 | 1966 | 2x40; 1x6,3 | 86,3 | 29,21 | 73,0 | удовл. | 46 | 53 | 57 |
| 45. | Новинское | 110/10 | 1988 | 1x2,5 | 2,5 | 0,19 | 8,8 | удовл. | 24 | 31 | 35 |
| 46. | Н-Полома | 110/10 | 1976 | 1x2,5 | 2,5 | 0,98 | 39,2 | удовл. | 36 | 43 | 47 |
| 47. | Октябрьская | 110/10 | 1978 | 1x2,5 | 2,5 | 0,70 | 26,8 | удовл. | 34 | 41 | 45 |
| 48. | Яковлево | 110/35/10 | 1965 | 1x10 | 10 | 0,26 | 2,6 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| Шарьинский РЭС | | | | | | | | | | | |
| 49. | Вохма | 110/35/10 | 1968 | 1x16; 1x6,3 | 22,3 | 6,16 | 97,8 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 50. | Гудково | 110/10 | 1987 | 1x2,5 | 2,5 | 0,24 | 9,6 | удовл. | 25 | 32 | 36 |
| 51. | Никола | 110/35/10 | 1991 | 1x6,3 | 6,3 | 0,37 | 7,3 | удовл. | 21 | 28 | 32 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-------|-------------------------------------|-----------|------|------------|---------|-------|------|---------|----|----|----|
| 52. | Павино | 110/35/10 | 1975 | 1x10;1x6,3 | 16,3 | 2,44 | 36,3 | удовл. | 37 | 44 | 48 |
| 53. | Промузел | 110/6/6 | 1976 | 2x25 | 50 | 4,84 | 19,4 | удовл. | 36 | 43 | 47 |
| 54. | Пышуг | 110/35/10 | 1989 | 2x6,3 | 12,6 | 3,35 | 53,2 | удовл. | 23 | 30 | 34 |
| 55. | Рождественское ^{<*>} | 110/35/10 | 1986 | 1x10; 1x4 | 14 | 2,00 | 20,0 | хорошее | 26 | 33 | 37 |
| 56. | Шарья (р) | 110/35/6 | 1966 | 1x25; 1x20 | 45 | 19,11 | 95,6 | удовл. | 46 | 53 | 57 |
| 57. | Шекшема | 110/10 | 1976 | 1x6,3 | 6,3 | 0,44 | 6,7 | удовл. | 36 | 43 | 47 |
| 58. | Шортюг | 110/10 | 1968 | 1x6,3 | 6,3 | 0,53 | 8,4 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 59. | Якшанга | 110/10 | 1974 | 1x6,3 | 6,3 | 1,33 | 19,0 | удовл. | 38 | 45 | 49 |
| Итого | | | | | 1 371,9 | | | | | | |

<*> Трансформатор 1x4 МВА напряжением 35 кВ.

Таблица № 40

Перечень ПС напряжением 35 кВ Костромской энергосистемы, 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 2019 | на 2023 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Галичский РЭС | | | | | | | | | |
| 1. | Степаново | 35/10 | 1989 | 1x4 | 4 | удовл. | 23 | 30 | 34 |
| 2. | Пронино | 35/10 | 1973 | 1x2,5; 1x4 | 6,5 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 3. | Горбачево | 35/10 | 1977 | 1x1 | 1 | удовл. | 35 | 42 | 46 |
| 4. | Калинино | 35/10 | 1976 | 1x1 | 1 | удовл. | 36 | 43 | 47 |
| 5. | Судай | 35/10 | 1965 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 6. | Совега | 35/10 | 1984 | 1x1 | 1 | удовл. | 28 | 35 | 39 |
| 7. | Починок | 35/10 | 1965 | 1x4 | 4 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 8. | Петровское | 35/10 | 1978 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 34 | 41 | 45 |
| 9. | Панкратово | 35/10 | 1965 | 1x1 | 1 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 10. | Куземино | 35/10 | 1986 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 26 | 33 | 37 |
| 11. | Толтуново | 35/10 | 1982 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 30 | 37 | 41 |
| 12. | Кабаново | 35/10 | 1983 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 29 | 36 | 40 |
| 13. | Березовец | 35/10 | 1975 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 37 | 44 | 48 |
| 14. | Дьяконово | 35/10 | 1974 | 2x1 | 2 | удовл. | 38 | 45 | 49 |
| 15. | Дор | 35/10 | 1975 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 37 | 44 | 48 |
| 16. | Шушкодом | 35/10 | 1964 | 2x1 | 2 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 17. | Галичская ПТФ | 35/10 | 1977 | 2x4 | 8 | удовл. | 35 | 42 | 46 |
| 18. | Левково | 35/10 | 1992 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 20 | 27 | 31 |
| 19. | Кренево | 35/10 | 1989 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 23 | 30 | 34 |
| 20. | Семеновское | 35/10 | 1991 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 21 | 28 | 32 |
| 21. | Химик | 35/10 | 2003 | 1x3,2 | 3,2 | удовл. | 9 | 16 | 20 |
| 22. | Ликурга | 35/10 | 1963 | 1x1,8; 1x1,6 | 3,4 | удовл. | 49 | 56 | 60 |
| Костромской РЭС | | | | | | | | | |
| 23. | Андреевское | 35/10 | 1979 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 33 | 40 | 44 |
| 24. | Попадьино | 35/10 | 1990 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 22 | 29 | 33 |
| 25. | Стоянково | 35/10 | 1977 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 35 | 42 | 46 |
| 26. | Раслово | 35/10 | 1983 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 29 | 36 | 40 |
| 27. | Новинки | 35/10 | 1957 | 1x1,8 | 1,8 | удовл. | 55 | 62 | 66 |
| 28. | Адищево | 35/10 | 1967 | 1x4 | 4 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 29. | Сандогора | 35/6 | 1977 | 1x1 | 1 | удовл. | 35 | 42 | 46 |
| 30. | Гридино | 35/10 | 1995 | 1x1,8 | 1,8 | удовл. | 17 | 24 | 28 |
| 31. | Присоково | 35/10 | 1964 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 32. | Рудино | 35/10 | 1973 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 39 | 46 | 50 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|----------------|-----------------|-------|------|--------------|------|--------|----|----|----|
| 33. | Чапаево | 35/10 | 1976 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 36 | 43 | 47 |
| 34. | Калининская | 35/10 | 1982 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 30 | 37 | 41 |
| 35. | Сушево | 35/10 | 1972 | 2x4 | 8 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 36. | Минское | 35/10 | 1981 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 31 | 38 | 42 |
| 37. | Борщино | 35/10 | 1979 | 2x4 | 8 | удовл. | 33 | 40 | 44 |
| 38. | Исаево | 35/10 | 1973 | 2x4 | 8 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 39. | Островское | 35/10 | 2008 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 4 | 11 | 15 |
| 40. | Игодово | 35/10 | 1989 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 23 | 30 | 34 |
| 41. | Апраксино | 35/10 | 1985 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 27 | 34 | 38 |
| 42. | Ильинское ЦСП | 35/10 | 1985 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 27 | 34 | 38 |
| 43. | Сухоногово | 35/10 | 1971 | 1x4; 1x3,2 | 7,2 | удовл. | 41 | 48 | 52 |
| 44. | Владычное | 35/10 | 1982 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 30 | 37 | 41 |
| 45. | Клеванцово | 35/10 | 1974 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 38 | 45 | 49 |
| 46. | Саметь | 35/6 | 1973 | 1x4; 1x1,6 | 5,6 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 47. | Байдарка | 35/6 | 1970 | 2x6,3 | 12,6 | удовл. | 42 | 49 | 53 |
| 48. | Коркино | 35/10 | 1972 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 49. | Мисково | 35/6 | 2008 | 2x1,8 | 3,6 | удовл. | 4 | 11 | 15 |
| 50. | Кузьмищи | 35/10 | 1988 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 24 | 31 | 35 |
| 51. | Кузнецово | 35/10 | 1961 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 51 | 58 | 62 |
| 52. | Горьковская | 35/10 | 1986 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 26 | 33 | 37 |
| 53. | Никольское | 35/6 | 1972 | 2x4 | 8 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 54. | ЭМЗ | 35/6 | 1964 | 1x1,6; 1x1 | 2,6 | удовл. | 48 | 55 | 59 |
| 55. | Караваево | 35/10 | 1962 | 2x6,3 | 12,6 | удовл. | 50 | 57 | 61 |
| 56. | Волжская | 35/6 | 1981 | 2x4 | 8 | удовл. | 31 | 38 | 42 |
| 57. | Сидоровская | 35/6 | 1982 | 1x4; 1x2,5 | 6,5 | удовл. | 30 | 37 | 41 |
| 58. | Воронье | 35/10 | 1969 | 2x1,8 | 3,6 | удовл. | 43 | 50 | 54 |
| 59. | Татарское | 35/10 | 1985 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 27 | 34 | 38 |
| 60. | Чернево | 35/10 | 1968 | 2x1,8 | 3,6 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| Нейский РЭС | | | | | | | | | |
| 61. | Горчуха | 35/10 | 1972 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 40 | 47 | 51 |
| 62. | Окулово | 35/10 | 1977 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 35 | 42 | 46 |
| 63. | Завражье | 35/10 | 1989 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 23 | 30 | 34 |
| 64. | Чернышево | 35/10 | 1973 | 1x4 | 4 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 65. | Екатеринкино | 35/10 | 1991 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 21 | 28 | 32 |
| 66. | Унжа | 35/10 | 1978 | 1x1; 1x1,6 | 2,6 | удовл. | 34 | 41 | 45 |
| 67. | Нежитино | 35/10 | 1987 | 1x1 | 1 | удовл. | 25 | 32 | 36 |
| 68. | Николо-Макарово | 35/10 | 1969 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 43 | 50 | 54 |
| 69. | Тимошино | 35/10 | 1967 | 2x1 | 2 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 70. | Якимово | 35/10 | 1987 | 1x1,6; 1x2,5 | 4,1 | удовл. | 25 | 32 | 36 |
| 71. | Макарьев-2 | 35/10 | 1978 | 2x4 | 8 | удовл. | 34 | 41 | 45 |
| 72. | Филино | 35/10 | 1968 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 73. | Георгиевское | 35/10 | 2008 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 4 | 11 | 15 |
| 74. | Овсянниково | 35/10 | 1990 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 22 | 29 | 33 |
| 75. | Черменино | 35/10 | 1967 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 76. | Кологрив | 35/10 | 1965 | 2x4 | 8 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 77. | Медведица | 35/10 | 1973 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 78. | Сосновка | 35/10 | 1966 | 1x1,6; 1x2,5 | 4,1 | удовл. | 46 | 53 | 57 |
| 79. | Слобода | 35/10 | 1976 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 36 | 43 | 47 |
| 80. | Кужбал | 35/10 | 1967 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 81. | Вожерово | 35/10 | 1992 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 20 | 27 | 31 |
| 82. | Парфеньево | 35/10 | 1991 | 2x4 | 8 | удовл. | 21 | 28 | 32 |
| 83. | Матвеево | 35/10 | 1967 | 1x1,8; 1x4 | 5,8 | удовл. | 45 | 52 | 56 |
| 84. | Легитово | 35/10 | 1973 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 85. | Котельниково | 35/10 | 2008 | 1x1 | 1 | удовл. | 4 | 11 | 15 |
| 86. | Палкино | 35/10 | 1966 | 1x2,5; 1x4 | 6,5 | удовл. | 46 | 53 | 57 |
| 87. | Словинка | 35/10 | 2008 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 4 | 11 | 15 |
| Шарьинский РЭС | | | | | | | | | |
| 88. | Пищевка | 35/10 | 1989 | 1x1 | 1 | удовл. | 23 | 30 | 34 |
| 89. | Хорошая | 35/10 | 1974 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 38 | 45 | 49 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|---------------|-------|------|--------------|-----|--------|----|----|----|
| 90. | Головино | 35/10 | 1980 | 1x1 | 1 | удовл. | 32 | 39 | 43 |
| 91. | Одоевское | 35/10 | 1989 | 2x1,6 | 3,2 | удовл. | 23 | 30 | 34 |
| 92. | Леденгск | 35/10 | 1979 | 1x4; 1x1,6 | 5,6 | удовл. | 33 | 40 | 44 |
| 93. | Лапшино | 35/10 | 1986 | 2x2,5 | 5 | удовл. | 26 | 33 | 37 |
| 94. | Спасс | 35/10 | 1970 | 1x1,6; 1x2,5 | 4,1 | удовл. | 42 | 49 | 53 |
| 95. | Талица | 35/10 | 1973 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 39 | 46 | 50 |
| 96. | Центральная | 35/6 | 1984 | 2x10 | 20 | удовл. | 28 | 35 | 39 |
| 97. | Соловецкое | 35/10 | 1974 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 38 | 45 | 49 |
| 98. | Ильинское ШСП | 35/10 | 1983 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 29 | 36 | 40 |
| 99. | Заветлужье | 35/10 | 1974 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 38 | 45 | 49 |
| 100. | Забегеаево | 35/10 | 1988 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 24 | 31 | 35 |
| 101. | Луптюг | 35/10 | 1975 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 37 | 44 | 48 |
| 102. | Боговарово | 35/10 | 1981 | 1x4; 1x2,5 | 6,5 | удовл. | 31 | 38 | 42 |
| 103. | Конево | 35/10 | 1965 | 1x1,6 | 1,6 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 104. | Катунино | 35/10 | 1981 | 1x2,5 | 2,5 | удовл. | 31 | 38 | 42 |
| 105. | Кривячка | 35/10 | 1963 | 1x1; 1x1,6 | 2,6 | удовл. | 49 | 56 | 60 |
| 106. | Николо-Шанга | 35/10 | 1977 | 1x1,6; 1x2,5 | 3,2 | удовл. | 35 | 42 | 46 |

Таблица № 41

Перечень тяговых подстанций напряжением 110 кВ Костромской энергосистемы, 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 2019 | на 2023 |
| 1. | Космынино (т) | 110/35/10 | 1983 | 2x16 | 32 | удовл. | 29 | 36 | 40 |
| 2. | Буй (т) | 110/27,5/10 | 1968 | 2x40 | 80 | удовл. | 44 | 51 | 55 |
| 3. | Галич (т) | 110/27,5/10 | 1969 | 2x40 | 80 | удовл. | 43 | 50 | 54 |
| 4. | Антропово (т) | 110/27,5/10 | 1965 | 2x40 | 80 | удовл. | 47 | 54 | 58 |
| 5. | Шарья (т) | 110/27,5/6 | 1969 | 2x40 | 80 | удовл. | 43 | 50 | 54 |
| 6. | Поназырево (т) | 110/27,5/10 | 1969 | 2x40 | 80 | удовл. | 43 | 50 | 54 |
| 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 рассматриваемый показатель 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, 2019, 2023 годы**

| Срок эксплуатации | На 2012 год | | На 2019 год | | На 2023 год | |
|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|-------------|-------------------|
| | длина, км | в % к общей длине | длина, км | в % к общей длине | длина, км | в % к общей длине |
| До 30 лет | 702,5 | 38,1 | 327,8 | 17,6 | 181,0 | 9,7 |
| 30 лет и выше | 1 141,0 | 61,8 | 1 457,1 | 78,2 | 1 580,0 | 84,8 |
| в том числе: | | | | | | |
| 30 – 40 лет | 283,0 | 15,3 | 538,7 | 28,9 | 569,9 | 30,6 |
| 40 – 50 лет | 732,6 | 39,7 | 263,0 | 14,1 | 283,0 | 15,2 |
| 50 – 60 лет | 103,0 | 5,5 | 655,4 | 35,2 | 727,1 | 39,0 |
| 60 лет и выше | 22,4 | 1,2 | 78,3 | 4,2 | 102,1 | 5,5 |

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 2023 году протяженность таких линий составит порядка 45%.

Таблица № 43

**Срок эксплуатации существующих ВЛ напряжением 220 кВ и выше
по состоянию на 2012, 2019, 2023 годы**

| Срок эксплуатации | На 2012 год | | На 2019 год | | На 2023 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 | 164,9 | 14,2 | 148,2 | 12,8 |
| 30 лет и выше | 625,5 | 54,1 | 997,6 | 85,8 | 1014,3 | 87,2 |
| в том числе: | | | | | | |
| 30 – 40 лет | 450,3 | 39,0 | 577,1 | 49,6 | 373,2 | 32,1 |
| 40 – 50 лет | 175,2 | 15,1 | 340,7 | 29,3 | 451,0 | 38,8 |
| 50 – 60 лет | 0 | | 79,8 | 6,9 | 190,1 | 16,3 |

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 2023 году данный показатель составит уже порядка 88%.

Таблица № 44

**Состояние парка трансформаторов с высшим напряжением 110 кВ
по состоянию на 2012, 2019, 2023 годы**

| Срок службы трансформаторов | На 2012 год | | На 2019 год | | На 2023 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 | 214,0 | 11,9 | 214,0 | 11,9 |
| 16 – 25 лет | 168,5 | 9,6 | 0 | - | 0 | - |
| Более 25 лет | 1 483,0 | 84,7 | 1 589,9 | 88,1 | 1 589,9 | 88,1 |

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.

Таблица № 45
Состояние парка трансформаторов с высшим напряжением 220 кВ и выше по состоянию на 2012, 2019, 2023 годы

| Срок службы трансформаторов | На 2012 год | | На 2019 год | | На 2023 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 | 765,0 | 8,7 | 0 | - |
| 16 – 25 лет | 801,0 | 9,1 | 0 | - | 765,0 | 8,7 |
| Более 25 лет | 7 207,0 | 82,2 | 8 008,0 | 91,3 | 8 008,0 | 91,3 |

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 80% подстанций и около 7% линий обработали нормативный срок службы.

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.

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

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 | 353 | 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 | 353 | 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 ^{<*>} | 353 | 300 | 0,85 | 20 | 180 | -80 |
| ТГ-6 | ТВВ-320-2 | 1972 | 353 | 300 | 0,85 | 20 | 180 | 0 |
| ТГ-7 | ТВВ-350-2У3 | 1972/2017 ^{<*>} | 411,77 | 350 | 0,85 | 20 | 230 | -128 |
| ТГ-8 | ТВВ-320-2 | 1973 | 353 | 300 | 0,85 | 20 | 180 | 0 |
| ТГ-9 | ТВВ-1200-2У3 | 1980/1991 ^{<*>} | 1330 | 1 200 | 0,9 | 24 | 580 | 100 |

^{<*>} Дата ввода генератора в эксплуатацию после реконструкции.

<*> Значения Q_{\max} и Q_{\min} при номинальной активной мощности генератора (300 МВт для ТГ-1-8 и 1200 МВт для ТГ-9) в соответствии с утвержденным 06.10.2017 филиалом АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ «Положением по управлению режимами работы энергосистем в операционной зоне филиала АО «СО ЕЭС» Костромское РДУ».

Таблица № 47
 Параметры генераторов, установленных на ТЭЦ ПАО «ТГК-2» г. Кострома и
 МУП «Шарьинская ТЭЦ»

| № п/п | Станция | Ст. № | Тип генератора | Год ввода | п, об/мин | Сном, МВА | Рном, МВт | Qмин, Мвар | Qмакс, Мвар | Uном, кВ | Сosφ |
|-------|-------------------|-------|----------------|-----------|-----------|-----------|-----------|------------|-------------|----------|------|
| 1. | Костромская ТЭЦ-1 | 2 | Т2-12-2 | 1976 | 3 000 | 15 | 12 (9) | 0 | 9,64 | 6,3 | 0,8 |
| 2. | Костромская ТЭЦ-1 | 4 | Т2-6-2 | 1958 | 3 000 | 7,5 | 6 | 0 | 4,5 | 6,3 | 0,8 |
| 3. | Костромская ТЭЦ-1 | 5 | Т2-12-2 | 1965 | 3 000 | 15 | 12 (9) | 0 | 9,64 | 6,3 | 0,8 |
| 4. | Костромская ТЭЦ-1 | 6 | Т2-12-2 | 1966 | 3 000 | 15 | 12 (9) | 0 | 9,64 | 6,3 | 0,8 |
| 5. | Костромская ТЭЦ-2 | ТГ-1 | ТВФ-63-2 | 1974 | 3 000 | 78,75 | 63 (60) | -13 | 48 | 6,3 | 0,8 |
| 6. | Костромская ТЭЦ-2 | ТГ-2 | ТВФ-120-2 | 1976 | 3 000 | 125 | 100 (110) | -25 | 74 | 10,5 | 0,8 |
| 7. | Шарьинская ТЭЦ | ТГ №1 | Т2-6-2 | 1965 | 3 000 | 7,5 | 6 (3) | 0 | 5,35 | 6,3 | 0,8 |
| 8. | Шарьинская ТЭЦ | ТГ №2 | Т2-6-2 | 1966 | 3 000 | 7,5 | 6 | 0 | 4,5 | 6,3 | 0,8 |
| 9. | Шарьинская ТЭЦ | ТГ №3 | Т-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 костромской энергосистемы, за исключением потерь, вызванных погрешностью системы учета электроэнергии.

В таблицах № 48, 49 представлено распределение по напряжению потерь мощности и электроэнергии в электрических сетях 110 кВ и выше костромской энергосистемы в 2007 – 2011 годы.

Таблица № 48
 Потери мощности в сетях 110 кВ и выше

| Год | Нагрузка энергосистемы, МВт | Напряжение сети | | | | | |
|------|-----------------------------|-----------------|----------------|---------------|----------------|---------------|----------------|
| | | 110 кВ | | 220 кВ и выше | | 110 кВ и выше | |
| | | потери, МВт | доля потерь, % | потери, МВт | доля потерь, % | потери, МВт | доля потерь, % |
| 2007 | 676 | 19,4 | 2,86 | 30,6 | 4,53 | 50 | 7,4 |
| 2008 | 712 | 19,4 | 2,72 | 30,95 | 4,35 | 50,35 | 7,07 |
| 2009 | 692 | 18,75 | 2,71 | 29,4 | 4,23 | 48,15 | 6,96 |
| 2010 | 678 | 19,32 | 2,85 | 29,8 | 4,39 | 49,12 | 7,24 |
| 2011 | 654 | 18,84 | 2,88 | 30,79 | 4,71 | 49,63 | 7,59 |

Потери электроэнергии в сетях 110 кВ и выше

| Год | Электропотребление энергосистемы, млн. кВт·ч | Напряжение сети | | | | | |
|------|--|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|
| | | 110 кВ | | 220 кВ | | 110 кВ и выше | |
| | | потери, млн. кВт·ч | доля потерь, % | потери, млн. кВт·ч | доля потерь, % | потери, млн. кВт·ч | доля потерь, % |
| 2007 | 3 782,12 | 71,780 | 1,89 | 113,22 | 2,99 | 185 | 4,89 |
| 2008 | 3 790,514 | 65,96 | 1,74 | 105,23 | 2,78 | 171,19 | 4,51 |
| 2009 | 3 558,905 | 59,06 | 1,66 | 92,61 | 2,6 | 151,67 | 4,26 |
| 2010 | 3 681,486 | 69,55 | 1,89 | 107,64 | 2,92 | 177,19 | 4,81 |
| 2011 | 3 611,475 | 68,77 | 1,9 | 112,38 | 3,11 | 181,15 | 5,02 |

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

Таблица № 50

Структура технических потерь мощности в электрической сети 110 кВ Костромской энергосистемы

| Составляющие технических потерь | | Потери мощности, МВт |
|---|-----------------------------|----------------------|
| Филиал ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» | Нагрузочные потери: | 6,59 |
| | в трансформаторах 110 кВ | 0,52 |
| | в ВЛ 110 кВ | 6,07 |
| | Потери XX в трансформаторах | 1,93 |
| Всего | | 8,52 |

Потери электроэнергии в сетях 110 кВ и выше составили порядка 66,2 млн. кВт·ч, или 3,09% от электропотребления энергосистемы.

Раздел II. Особенности и проблемы функционирования энергосистемы на территории Костромской области

65. Районы с высокими рисками выхода параметров электроэнергетического режима за область допустимых значений в костромской энергосистеме 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 костромской энергосистеме 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.

Таблица № 51

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

| Факторы, влияющие на надежность электроснабжения | Наименование электросетевых объектов | Кол-во ПС/ЛЭП, шт. |
|---|--|--------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| ПС с одним трансформатором | ПС 110 кВ: Шекшема, Октябрьская | 2 |
| ПС с трансформаторами без РПН | ПС 110 кВ: Нерехта-2, Новая, Чухлома, Антропово (р.), Павино, Шортюг, Якшанга | 7 |
| ПС на ОД и КЗ | ПС 110 кВ: Новинское, Шекшема, Яковлево, Якшанга, Гудково, Шортюг, Никола, Вохма, Шарья (т), Александрово, Судиславль, Калинки, СуГРЭС, Клементьево, Григорцево, Нерехта-2, Космынино (т), Василево, Южная, Дьяконово, Николо-Полома, БХЗ, Луковцино, Федоровское, Елегино, Западная, Столбово, Октябрьская, Антропово (т), Лопарево | 30 |
| Неудовлетворительное техническое состояние силовых трансформаторов | ПС 110 кВ: Октябрьская, Яковлево, Т-1 Шарья (р), ПС 35 кВ Сандогора | 4 |
| ПС с возможным возникновением дефицита трансформаторной мощности | ПС 110 кВ: Вохма, Шарья (р), Северная, ПС 35 кВ: Центральная, Волжская | 5 |
| Неудовлетворительное техническое состояние силового оборудования и строительной части | ПС 220 кВ Кострома-2, ПС 110 кВ Нерехта-1 | 2 |
| Неудовлетворительное техническое состояние выключателей 110 кВ | ПС 110 кВ: Красная Поляна, Новая, Сусанино, Павино, Ильинская, Строммашина, Судиславль | 7 |

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.

Большая часть схем распределительных устройств (далее – РУ) напряжением 110 кВ выполнена по упрощенным схемам (№ 110 - 4) на отделителях и короткозамкательях, морально устаревших, и их использование в схемах РУ снижает надежность электрической сети. Для приведения схем открытых распределительных устройств (далее – 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 короткозамкатели, 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 костромской энергосистемы 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 Ярославскую энергосистему и играет существенную роль в балансе.

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

Электроснабжение потребителей северо-восточной части осуществляется от ПС 500 кВ Звезда по ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Звезда и 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.

Костромская энергосистема является транзитной. Транзитные перетоки оказывают влияние на режимы работы оборудования энергосистемы.

Электроснабжение ПС 110 кВ КПД и СУ ГРЭС осуществляется от Ивановской энергосистемы 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 костромской энергосистемы, 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), Буй (р), Буй (с), Западная, подстанции транзита 110 кВ Борок - Солигалич - Чухлома - Галич;

2) северо-восточную часть энергосистемы Костромской области;

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

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

67. Существуют отдельные узлы энергосистемы, присоединение потребителей к которым ограничено мощностью трансформаторов в ремонтных и аварийных режимах. К таким узлам относятся ПС 110 кВ Северная, Шарья (р), ПС 35 кВ Центральная.

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

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

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

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

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

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

С целью анализа режимной ситуации, которая сложилась в дни контрольных замеров 21 июня и 20 декабря 2017 года, в таблице № 52 представлены данные по потреблению мощности и генерации электростанций костромской энергосистемы в часы контрольных замеров.

Таблица № 52

Потребление мощности и генерация электростанций
в дни контрольных замеров

| Наименование | 21.06.2017 г. 04-00 | 21.06.2017 г. 10-00 | 20.12.2017 г. 04-00 | 20.12.2017 г. 09-00 |
|---------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Потребление, МВт | 300 | 438 | 355 | 509 |
| Генерация, МВт | 859 | 2 092 | 1 426 | 2 226 |

Как уже отмечалось выше, костромская энергосистема является транзитной. По сетям 110 кВ и выше передается в соседние энергосистемы порядка 2 600 МВт в зимний период и 1 700 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 86% от выработки Костромской ГРЭС, а летом – 80%.

Таблица № 53

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

| Смежная энергосистема | Наименование ЛЭП | Марка провода | Длительно-допустимый ток, А | Дата и время замера | | | | | | | |
|-----------------------------|---|---------------|---------------------------------------|---------------------|------|---------------------|------|---------------------|------|---------------------|------|
| | | | | 21.06.2017 г. 04-00 | | 21.06.2017 г. 10-00 | | 20.12.2017 г. 04-00 | | 20.12.2017 г. 09-00 | |
| | | | | А | % | А | % | А | % | А | % |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Кировская энергосистема | ВЛ 500 кВ Звезда - Вятка | 3хАС-330 | 2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C | 276 | 13,8 | 221 | 11,0 | 200 | 10,0 | 244 | 12,2 |
| | ВЛ 110 кВ Ацвеж – Поназырево | АС-120 | 380 при t=+25°C 490 при t=-5°C | отключена | | отключена | | отключена | | отключена | |
| | ВЛ 110 кВ Гостовская – Поназырево | АС-120 | 380 при t=+25°C 490 при t=-5°C | отключена | | отключена | | отключена | | отключена | |
| Московская энергосистема | ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Загорская ГАЭС | 3хАС-400 | 2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C | 398 | 19,9 | 148 | 7,4 | 448 | 22,4 | 314 | 15,7 |
| Владимирская энергосистема | ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Владимирская | 3хАС-400 | 2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C | 263 | 13,1 | 422 | 21,1 | 117 | 5,9 | 392 | 19,6 |
| Вологодская энергосистема | ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Вологодская | 3хАС-400 | 2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C | 253 | 12,7 | 125 | 6,3 | 220 | 11 | 171 | 8,5 |
| | ВЛ 110 кВ Никольск – Павино | АС-95 | 300 при t=+25°C 300 при t=-5°C | 125 | 41,6 | 33 | 10,9 | 53 | 17,5 | 49 | 16,2 |
| | ВЛ 110 кВ Буй (т) – Вохтаго(т) | АС-150 | 300 при t=+25°C 300 при t=-5°C | 102 | 33,9 | 62 | 20,7 | 30 | 10,0 | 38 | 12,8 |
| Нижегородская энергосистема | ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Луч | 3хАСО-400 | 2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C | 199 | 9,9 | 355 | 17,8 | 362 | 18,1 | 384 | 19,2 |
| | ВЛ 500 кВ Костромская ГРЭС – Нижегородская | 3хАС-400/51 | 2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C | 215 | 10,8 | 299 | 15,0 | 334 | 16,7 | 321 | 16,0 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|------------------------------|---|--------|---|-----------|------|-----------|------|-----------|------|-----------|------|
| | ВЛ 220 кВ Рыжково – Мантурово | АС-300 | 600 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 600 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 97 | 16,1 | 131 | 21,8 | 60 | 10,0 | 73 | 12,1 |
| Ивановская энергосистема | ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга-1 | АС-400 | 825 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 1 000 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 151 | 16,4 | 511 | 56,8 | 191 | 19,1 | 332 | 33,2 |
| | ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Вичуга-2 | АС-400 | 825 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 1 000 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | отключена | | отключена | | 128 | 12,8 | 229 | 22,9 |
| | ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново-1 | АС-400 | 825 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 1 000 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 230 | 25,0 | 396 | 43,9 | 198 | 19,8 | 380 | 38,0 |
| | ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Иваново-2 | АС-400 | 825 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 1 000 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 216 | 23,4 | 347 | 38,5 | 162 | 16,2 | 301 | 30,1 |
| | ВЛ 110 кВ Заволжск – Александрово | АС-120 | 300 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 300 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 23 | 7,5 | 20 | 6,6 | 6 | 1,9 | 16 | 5,2 |
| | ВЛ 110 кВ Фурманов – Клементьево | АС-120 | 380 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 490 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 32 | 7,5 | 33 | 7,9 | 32 | 6,8 | 42 | 8,9 |
| | ВЛ 110 кВ Писцово – Нерехта-1 | АС-120 | 380 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 490 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 41 | 9,7 | 63 | 15,3 | 8 | 1,7 | 24 | 5,0 |
| Ярославская энергосистема | ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Ярославская | АС-500 | 825 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 1 000 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 277 | 29,3 | 461 | 48,8 | 198 | 21,0 | 269 | 28,4 |
| | ВЛ 220 кВ Мотордеталь – Тверицкая | АС-300 | 690 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 890 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 224 | 28,9 | 363 | 47,9 | отключена | | отключена | |
| | ВЛ 110 кВ Халдеево – Буй (т) | АС-120 | 390 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 503 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 18 | 4,1 | 43 | 9,9 | 48 | 9,8 | 105 | 21,6 |
| | ВЛ 110 кВ Нерехта-1 | АС-120 | 390 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 503 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 86 | 19,6 | 138 | 32,1 | 53 | 10,8 | 102 | 20,9 |
| | ВЛ 110 кВ Нерехта-2 | АС-150 | 390 при $t=+25^{\circ}\text{C}$ 503 при $t=-5^{\circ}\text{C}$ | 90 | 20,5 | 142 | 33,2 | 45 | 9,3 | 92 | 18,8 |

% - Загрузка ЛЭП в процентах по току.

68. Анализ режимной ситуации, сложившейся на день контрольного замера в 2017 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 костромской энергосистемы.

Таблица № 54

Загрузка автотрансформаторов костромской энергосистемы

| № п/п | Наименование | Установ- ленная мощность, МВА | Номи- наль- ный ток, А | Дата и время замера | | | | | | | |
|-------|--------------------------|--|---------------------------------|------------------------|------|------------------------|------|------------------------|------|------------------------|------|
| | | | | 21.06.2017 г. 04-00 | | 21.06.2017 г. 10-00 | | 20.12.2017 г. 04-00 | | 20.12.2017 г. 09-00 | |
| | | | | А | % | А | % | А | % | А | % |
| 1. | Костромская ГРЭС | АТ-2 3х267 | 925 | 216 | 23,4 | 262 | 28,4 | 215 | 23,2 | 397 | 42,9 |
| | | АТ-4 3х267 | 925 | 276 | 29,8 | 230 | 24,9 | 231 | 24,9 | 324 | 35,1 |
| 2. | ПС 500 кВ Звезда | АТ-1 3х135 | 468 | отключен | | отключен | | 130 | 27,7 | 179 | 38,2 |
| 3. | ПС 220 кВ Мантурово | АТ-1 125 | 313 | 97 | 30,9 | 117 | 37,4 | 60 | 19,2 | 73 | 23,2 |
| 4. | ПС 220 кВ Мотордеталь | АТ-1 125 | 313 | 96 | 30,6 | 170 | 54,2 | 69 | 22,1 | 140 | 44,7 |
| | | АТ-2 125 | 313 | 95 | 30,4 | 169 | 54,0 | 69 | 22,2 | 140 | 44,8 |
| 5. | ПС 220 кВ Борок | АТ-1 125 | 314 | 32 | 10,3 | 93 | 29,6 | 34 | 10,9 | 62 | 19,6 |
| | | АТ-2 125 | 314 | отключен | | отключен | | 34 | 10,7 | 60 | 19,2 |
| 6. | ПС 220 кВ Галич | АТ-1 125 | 314 | 43 | 13,7 | 91 | 29,1 | 30 | 9,5 | 43 | 13,8 |
| | | АТ-2 125 | 313 | 46 | 14,9 | 99 | 31,6 | 32 | 10,3 | 48 | 15,2 |
| 7. | ПС 220 кВ Кострома-2 | АТ-1 125 | 314 | 78 | 24,7 | 138 | 44,0 | 38 | 12,3 | 87 | 27,6 |
| | | АТ-2 90 | 215 | 82 | 38,1 | 143 | 66,7 | 45 | 20,8 | 92 | 42,8 |

Таблица № 55

Загрузка ВЛ 220-500 кВ костромской энергосистемы

| № п/п | Наименование ЛЭП | Марка провода | Длительно- допустимый ток, А | Дата и время замера | | | | | | | |
|----------|--|------------------|---------------------------------------|------------------------|------|------------------------|------|------------------------|------|------------------------|------|
| | | | | 21.06.2017 г. 04-00 | | 21.06.2017 г. 10-00 | | 20.12.2017 г. 04-00 | | 20.12.2017 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 | 107 | 5,3 | 129 | 6,4 | 81 | 4,1 | 158 | 7,9 |
| 2. | ВЛ 500 кВ Костромская АЭС – Звезда | 3хАС-330 | 2 000 при t=+25°C 2 000 при t=-5°C | 255 | 12,7 | 251 | 12,6 | 225 | 11,2 | 159 | 8,0 |
| 3. | ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь-1 | АС-300 | 710 при t=+25°C 915 при t=-5°C | 236 | 30,4 | 452 | 59,5 | 151 | 17,5 | 269 | 31,3 |
| 4. | ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Мотордеталь-2 | АС-300 | 710 при t=+25°C 915 при t=-5°C | 210 | 26,3 | 370 | 47,2 | 64 | 7,2 | 125 | 14,1 |
| 5. | ВЛ 220 кВ Мотордеталь – Борок | АС-300 | 710 при t=+25°C 915 при t=-5°C | 82 | 10,7 | 167 | 22,3 | 81 | 9,5 | 126 | 14,9 |
| 6. | ВЛ 220 кВ Борок – Галич | АС-300 | 600 при t=+25°C 600 при t=-5°C | 36 | 5,9 | 68 | 11,3 | 16 | 2,7 | 15 | 2,5 |
| 7. | ВЛ 220 кВ Кострома – Галич | АС-300 | 600 при t=+25°C 600 при t=-5°C | 72 | 11,9 | 138 | 23,0 | 76 | 12,6 | 90 | 15,0 |
| 8. | ВЛ 220 кВ Костромская ГРЭС – Кострома | АС-300 | 710 при t=+25°C 915 при t=-5°C | 206 | 25,7 | 397 | 50,7 | 116 | 13,0 | 248 | 28,0 |

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 2018 – 2024 годы (далее – Схема и программа развития ЕЭС России), и представлен в таблице № 56. Первым годом построения прогноза является 2018 год. В соответствии с базовым прогнозом, разработанным в начале текущего года системным оператором Единой энергетической системы (далее соответственно – СО, ЕЭС), полное электропотребление в области составит 3 664 млн кВт·ч.

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

Таблица № 56

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность в Костромской области по данным АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

| Показатель | Годы | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Электропотребление, млн. кВт·ч | 3 625 | 3 631 | 3 645 | 3 653 | 3 661 | 3 664 |
| Среднегодовые темпы прироста, % | 0,1 | 0,2 | 0,4 | 0,2 | 0,2 | 0,1 |
| Максимум нагрузки, МВт | 628 | 629 | 630 | 633 | 634 | 635 |
| Среднегодовые темпы прироста, % | 0,8 | 0,2 | 0,2 | 0,5 | 0,2 | 0,2 |
| Число часов использования максимума нагрузки, ч | 5 772 | 5 773 | 5 786 | 5 771 | 5 774 | 5 770 |

Прогноз спроса на электрическую энергию и мощность на период до 2023 года составлен с учетом анализа социально-экономического развития Костромской области, определяющих потребление электроэнергии в 2019 - 2023 годах, представленного в приложении № 1 к настоящей Программе, и поступивших заявок на технологическое присоединение (таблица № 57). Анализ таблицы показывает, что прогнозируемый прирост нагрузки составляет 1–2 МВт в год.

В таблицах № 58, 59 представлены данные по максимуму нагрузки и электропотреблению крупных потребителей костромской энергосистемы за отчетный период и с перспективой до 2023 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.

Таблица № 57

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 «Зеленый дом» (тепличный комбинат) | Нерехтский район, южная часть кадастрового квартала 44:13:122201:166 | 1,5 | 2018-2019 | 3 | ПС 110 кВ Космынино (т) | Договор заключен |
| Промышленное предприятие | ИП Горохов | Костромской район, дер. Бычиха-12 | 1,3 | 2018-2019 | 3 | ПС 110 кВ Калинки | Договор заключен |
| Промышленное предприятие | ООО «Костромасетьремонт» | Костромской район, дер. Косино | 2 | 2018-2019 | 2 | ПС 110 кВ Василево | Договор заключен |
| Промышленное предприятие | ООО «ЭкоТехноМенеджмент Полигон» (полигон захоронения твердых отходов) | Костромской муниципальный район | 0,4 | 2017-2026 | 3 | ПС 110 кВ Калинки | Заключение договора |
| Промышленное предприятие | ООО «Восточный» (производство деревянных домов из оцилиндрованных бревен, клееного бруса и погонажных изделий) | Вохомский муниципальный район, п. Воробьевица, ул. Октябрьская, д.10 | 1,0 | 2018 год | 3 | ПС 110 кВ Вохма | Договор заключен |
| Жилой фонд | ФКП «Управление заказчика КС Минобороны России» | г. Кострома, ул. Скворцова, 10В | 0,7 | 2018 год | 3 | ПС 110 кВ Центральная | Договор заключен |

Таблица № 58

Прогноз максимума нагрузки крупных потребителей костромской энергосистемы

| Наименование предприятия | Месторасположение | Вид экономической деятельности | Максимум нагрузки, МВт | | | | | |
|---|---|---|------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Северная дирекция по энергообеспечению - Структурное Подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «Российские железные дороги» | Костромская область | Транспорт | 72,07 | 72,13 | 72,17 | 72,21 | 72,25 | 72,29 |
| ООО «СВИСС КРОНО» | г. Шарья, пос. Ветлужский, ул. Центральная, 4 | Деревообработка | 34,69 | 34,72 | 34,76 | 34,80 | 34,84 | 34,88 |
| НАО «СВЕЗА Мантурово» | г. Мантурово, ул. Матросова, 26 | Деревообработка | 3,41 | 2,41 | 2,41 | 2,41 | 2,41 | 2,41 |
| АО «Галичский автокрановый завод» | г. Галич, ул. Гладышева, 27 | Производство машин и оборудования | 4,45 | 4,47 | 4,49 | 4,51 | 4,53 | 4,55 |
| ООО «Совместное предприятие «Кохлома» | г. Кострома, ул. Борьбы, 75 | Текстильное производство | 3,21 | 3,21 | 3,21 | 3,21 | 3,21 | 3,21 |
| ОАО «Газпромтрубинвест» | г. Волгореченск, ул. Магистральная, 1 | Производство стальных труб | 13,82 | 14,82 | 16,30 | 18,00 | 18,00 | 18,00 |
| ООО «НОВ-Кострома» | г. Волгореченск | Завод по производству буровых установок | 2,00 | 3,00 | 3,50 | 4,00 | 4,00 | 4,00 |

Таблица № 59

Прогноз электропотребления крупных потребителей костромской энергосистемы

| Наименование предприятия | Месторасположение | Вид экономической деятельности | Электропотребление, млн. кВт·ч | | | | | |
|---|---|---|--------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Северная дирекция по энергообеспечению - Структурное Подразделение Трансэнерго - филиала ОАО «Российские железные дороги» | Костромская область | Транспорт | 402,1 | 402,5 | 402,7 | 402,9 | 403,1 | 403,4 |
| ООО «СВИСС КРОНО» | г. Шарья, пос. Ветлужский, ул. Центральная, 4 | Деревообработка | 249,7 | 249,9 | 250,2 | 250,5 | 250,8 | 251,1 |
| НАО «СВЕЗА Мантурово» | г. Мантурово, ул. Матросова, 26 | Деревообработка | 24,9 | 20,9 | 20,9 | 20,9 | 20,9 | 20,9 |
| АО «Галичский автокрановый завод» | г. Галич, ул. Гладышева, 27 | Производство машин и оборудования | 15,3 | 15,4 | 15,4 | 15,5 | 15,6 | 15,6 |
| ООО «Совместное предприятие «Кохлома» | г. Кострома, ул. Борьбы, 75 | Текстильное производство | 13,2 | 13,2 | 13,2 | 13,2 | 13,2 | 13,2 |
| ОАО «Газпромтрубинвест» | г. Волгореченск, ул. Магистральная, 1 | Производство стальных труб | 60,0 | 62,5 | 65,0 | 67,5 | 71,0 | 74,0 |
| ООО «НОВ-Кострома» | г. Волгореченск | Завод по производству буровых установок | 4,2 | 6,3 | 7,4 | 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» | пос. Каравеево, Красносельское ш., д.1 | Торговый центр | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 |
| ИП Горохов Сергей Жоржевич | Костромской район, дер. Бычиха-12, 26 | Производственные площадки | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |

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

На основании данных АО «Системный оператор Единой энергетической системы» и Росстата по полному электропотреблению региона разработан прогноз уровней электропотребления по отдельным отраслям экономики и бытовому сектору до 2023 года.

В таблице № 61 и на рисунке № 18 приведена структура потребления электрической энергии в Костромской области на 2018 – 2023 годы.

Таблица № 61

Структура потребления электрической энергии в Костромской области на 2018 - 2023 годы, млн. кВт·ч

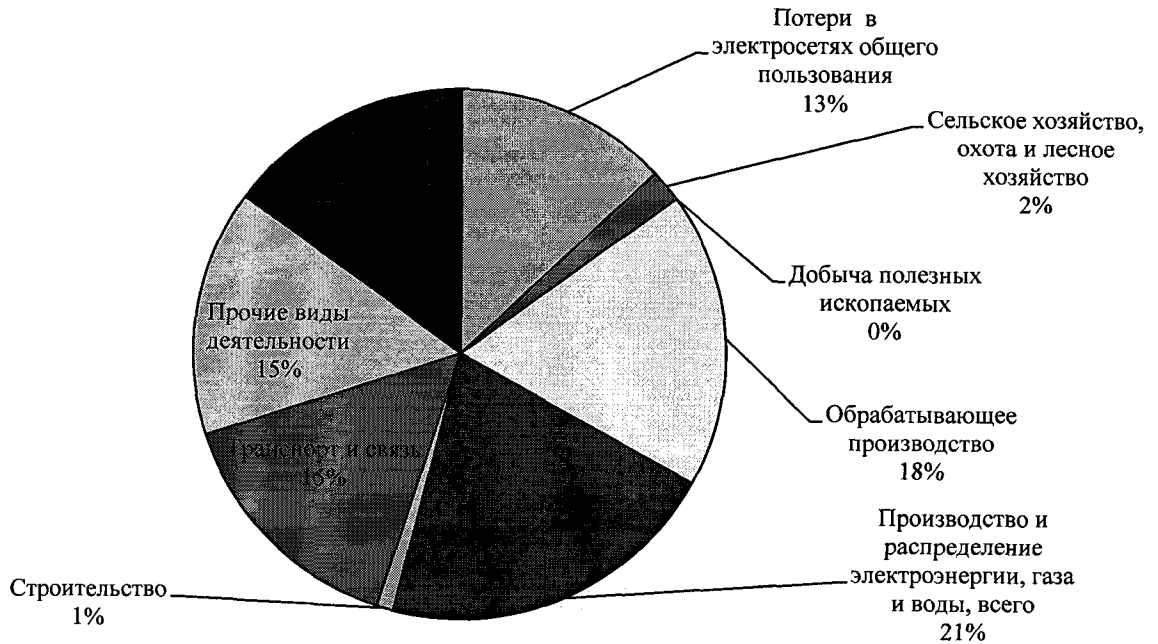
| Наименование | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Всего потребления | 3 625 | 3 631 | 3 645 | 3 653 | 3 661 | 3 664 |
| Потери в электросетях общего пользования | 490 | 492 | 493 | 493,5 | 494 | 494 |
| Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство | 68 | 68 | 68 | 68 | 69 | 69 |
| Добыча полезных ископаемых | 1,3 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| Обрабатывающее производство | 648 | 650 | 653 | 656,5 | 658 | 659 |
| Производство и распределение электроэнергии, газа и воды, всего, в том числе: | | | | | | |
| на собственные нужды электростанции | 599 | 601 | 603 | 603 | 604 | 604 |
| прочее | 153 | 152 | 155 | 156,6 | 158 | 158 |
| Строительство | 31 | 31 | 32 | 32 | 33 | 33 |
| Транспорт и связь | 519 | 519 | 520 | 521 | 521 | 522 |
| Прочие виды деятельности | 508,7 | 509 | 511,6 | 512 | 513,1 | 513,6 |
| Население | 607 | 607,6 | 608 | 609 | 609,5 | 610 |

В соответствии с приведенными данными полное потребление электроэнергии в централизованной зоне Костромской области к 2023 году возрастет до 3 664 млн. кВт·ч; в 2018 – 2023 годах – на 1,1%. Конечное потребление электроэнергии достигнет 2 566 млн. кВт·ч, увеличившись по сравнению с 2017 годом на 35 млн. кВт·ч.

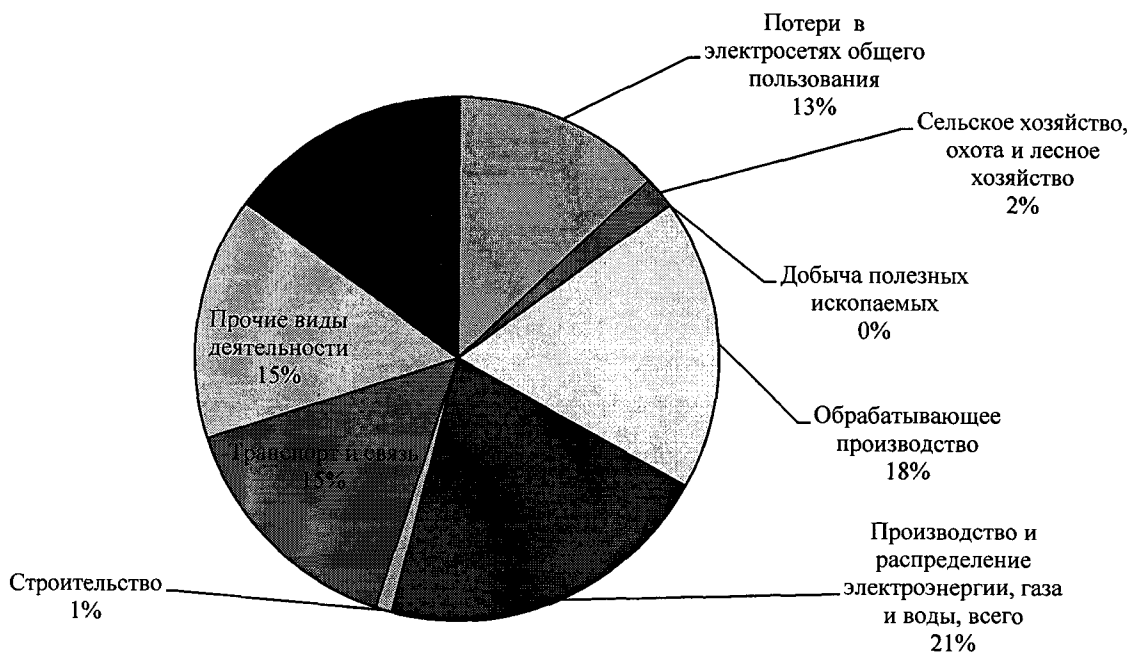
Расход электроэнергии на собственные нужды электростанций останется на прежнем уровне порядка 600 млн. кВт·ч в связи с отсутствием ввода новых крупных генерирующих мощностей. Потери в электрических сетях к концу рассматриваемого периода изменятся незначительно.

Изменение структуры электропотребления Костромской области (2019 и 2023 годы)

2019 год



2023 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 2023 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 | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Электропотребление, млн. кВт·ч | 3 625 | 3 655 | 3 770 | 3 800 | 4 100 | 4 400 |
| Среднегодовые темпы прироста, % | 0,1 | 0,8 | 3,1 | 1,3 | 7,6 | 6,8 |
| Максимум нагрузки, МВт | 628 | 633 | 653 | 661 | 711 | 760 |
| Среднегодовые темпы прироста, % | 0,8 | 0,8 | 3,2 | 1,2 | 7,6 | 6,9 |
| Число часов использования максимума нагрузки, ч | 5 772 | 5 774 | 5 773 | 5 749 | 5 767 | 5 789 |

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».

Таблица 63

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. | Выращивание и переработка мяса индейки | До 16,8 тыс. тонн мяса в год | Парфеньевский район, в районе дер. Антушево | Частный инвестор | Уточняется | 8 |
| 2. | Строительство цементного завода | 1 млн тонн цемента в год | Солигаличский район | Частный инвестор | Уточняется | 30 |
| 3. | 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» | 2016 - 2025 | 125 |
| 4. | Строительство комбината по производству фанеры | 130 тыс. куб. м фанеры в год | Городской округ - город Галич | ООО «Галичский фанерный комбинат» | 2018-2028 | 10,7 |
| 5. | Строительство тепличного хозяйства | Уточняется | Буйский муниципальный район | Частный инвестор | Уточняется | 20 |
| 6. | Расширение производства | Уточняется | г. Нерехта, ул. Дружбы, д. 21 | ООО «СТАРТ» | 2018 год | 0,91 (в том числе ранее 0,25) |
| 7. | Расширение производства | Уточняется | г. Буй, ул. Чапаева, д. 1 | ОАО «Буйский химический завод» | 2018 год | 2 |
| 8. | Развитие жилищного строительства | Уточняется | г. Кострома, в квартале, ограниченном улицами Жужелинской и | ООО «КФК Энерго» | 2018 год | 0,92 (в том числе ранее 0,63) |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|-------------------------------------|------------|---|---------------------|-----------|---|
| | | | Богатырской м/р-на Жужелино | | | |
| 9. | Развитие жилищного строительства | Уточняется | Костромской район, Бакшеевское сельское поселение | ООО «КФК Энерго» | 2017-2019 | 9 |

↔ 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 (далее – 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 2012 – 2023 годах

| Показатели | 2012 г. | 2013 г. | 2014 г. | 2015 г. | 2016 г. | 2017 г. |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Площадь жилищного фонда, млн. кв. м | 16,6 | 16,8 | 17,0 | 17,3 | 17,7 | 18,0 |
| Ввод в действие жилья, тыс. кв. м | 206,3 | 225,4 | 328,3 | 322,3 | 309,2 | 310,2 |

| Показатели | 2018 г. | 2019 г. | 2020 г. | 2021 г. | 2022 г. | 2023 г. |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Площадь жилищного фонда, млн. кв. м | 18,3 | 18,5 | 18,7 | 18,8 | 18,9 | 19,0 |
| Ввод в действие жилья, тыс. кв. м | 310,0 | 320,0 | 340,0 | 365,0 | 380,0 | 380,0 |

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 2023 году. Строительство и ввод ряда проектов будет находиться за пределами 2023 года.

С учетом этого принято, что к концу рассматриваемого периода будет введено около 1 716,2 тыс. кв. м жилья, что составляет 61,1% от общего объема. 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 государственных программ по развитию жилищного строительства, приведенным 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 теплоснабжения 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 | | | | |
|-------|---|--------------------------|--|------|------|------|------|
| | | | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
| 1. | «Агашкина гора-1» (ул. Магистральная) | 194,8 | 12 | 16 | 35 | 60 | 71,8 |
| 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 | 32 | 32 | 0 | 0 | 0 |
| 6. | хутор Чернигино | 85 | 25 | 27 | 0 | 0 | 0 |
| 7. | «Агашкина гора-2» (ул. Магистральная- Волгореченское шоссе) | 305,3 | 0 | 12 | 95,3 | 98 | 100 |
| 8. | мкр-н «Паново-2» | 110 | 16 | 18 | 19 | 22 | 23 |
| 9. | Каравaeво (между ТЦ «Коллаж» и пос. Каравaeво) | 855,6 | 0 | 5,5 | 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 | 5,5 | 8 | 15 | 20 | 24 |
| 13. | дер. Ключниково | 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», г. Кострома | 12 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 |
|-----|---|---------|-------|-------|-------|-----|-------|
| 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. Караваево | 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 | 198,4 | 259,2 | 316,6 | 311 | 356,4 |

Перечень земельных участков для жилищного строительства в Костромской области представлен в приложении № 2 к настоящей Программе.

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

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | |
|-------|---|---------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|
| 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. Нагорная | 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 2019 – 2023 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 2019 – 2023 годы, тыс. Гкал

| Показатели | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|
| 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. Шарьинская ТЭЦ в 2017 году являлась единственной тепловой электростанцией региона, использующей данный вид топлива.

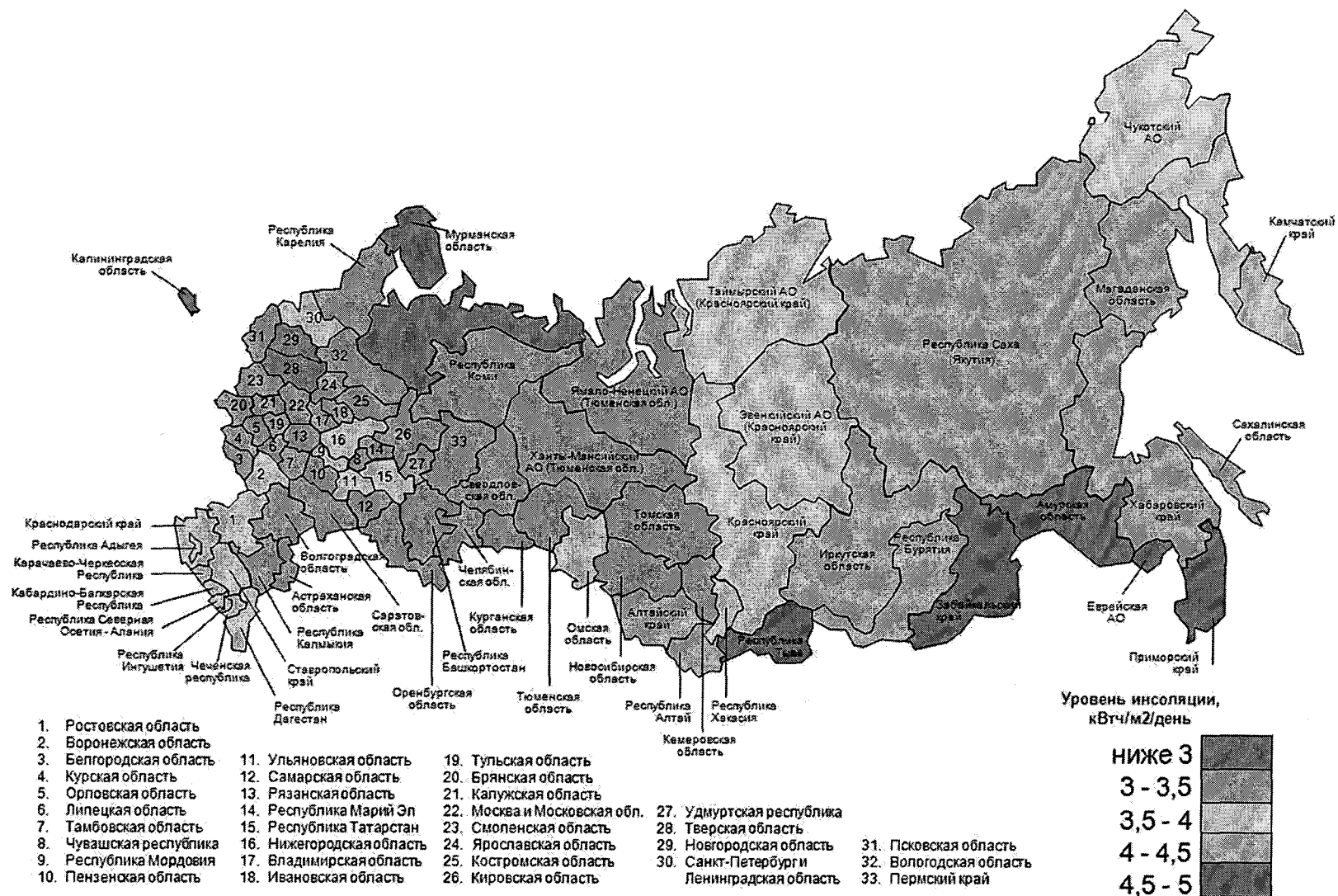
При этом применение на территории Костромской области таких ВИЭ, как энергия солнца и энергия ветра, маловероятно в силу географического положения и гидрометеорологических характеристик региона.

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



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 2023 году составить около 29% от уровня 2016 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)

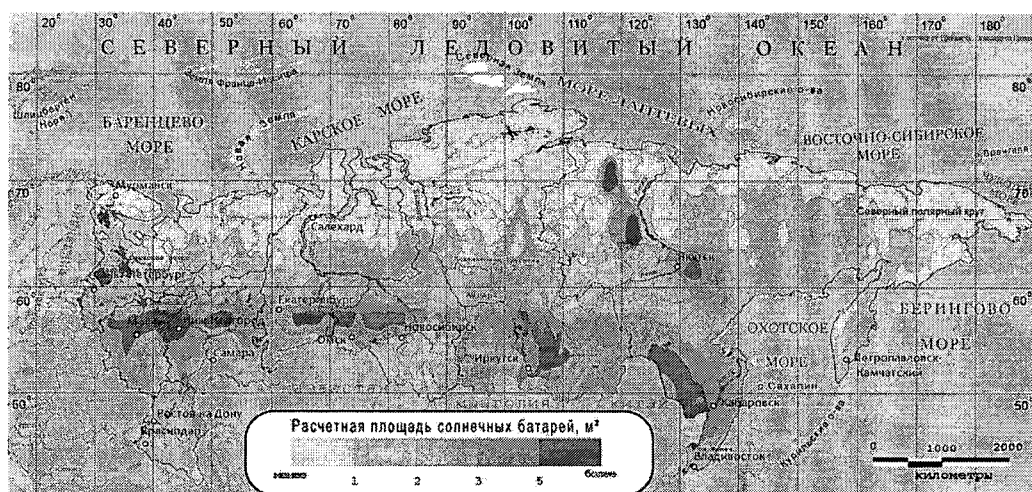


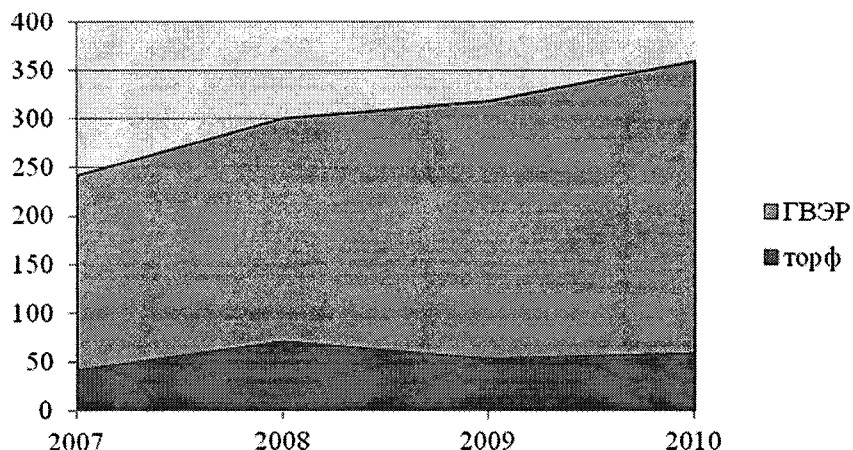
Таблица № 68

Показатели производства энергетических ресурсов

| № п/п | Общие сведения | Ед. изм. | Разбивка по годам | | | | | | | |
|-------|---|-------------|-------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| 1. | Объем производства энергетических ресурсов с использованием возобновляемых источников энергии 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 |

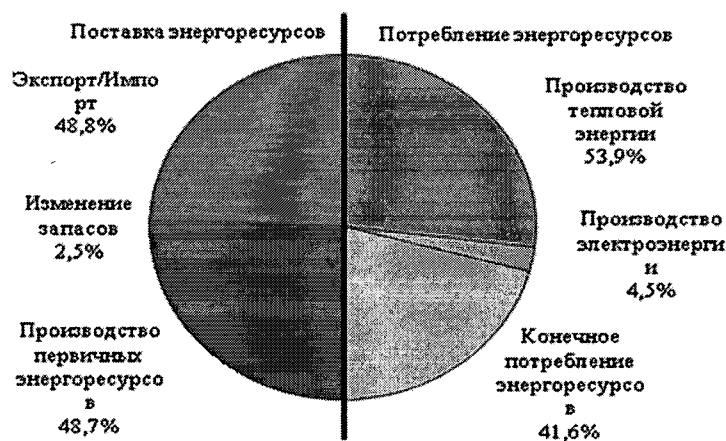
На рисунке № 22 представлена динамика полного потребления торфа, ГВЭР и отходов на территории Костромской области в 2007 – 2010 годах.

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



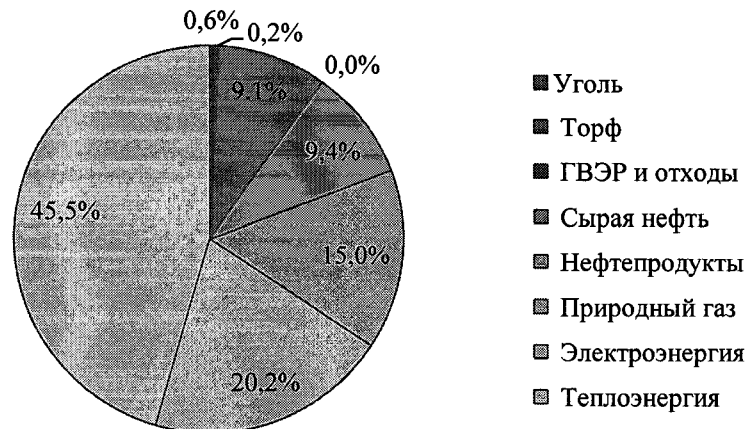
За период 2007 – 2010 годов потребление данных энергоресурсов выросло с 241,3 тыс. т.у.т. до 360,3 тыс. т.у.т., продемонстрировав рост в размере 33% за 4 года. При этом конечное потребление торфа и ГВЭР составило 41,6% от общего потребления данных энергоресурсов на территории Костромской области (рисунок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

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 |
| Вохомский муниципальный район Костромской области | | | | | |
| 1. | Реконструкция котельной МАТП (перевод на местные виды топлива – отходы деревообработки) | пос. Вохма | 8 000,00 | 2018 – 2019 | Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области |
| Кадыйский муниципальный район Костромской области | | | | | |
| 2. | Реконструкция котельной (перевод на местные виды топлива – отходы деревообработки) | пос. Кадый, ул. Макарьевская, д. 71а | 5 000,00 | 2018 – 2019 | Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области |
| Кологривский муниципальный район Костромской области | | | | | |
| 3. | Реконструкция котельной ЦРБ (перевод на местные виды топлива – отходы деревообработки) | г. Кологрив, ул. Запрудная, д. 5 | 2 000,00 | 2018 – 2019 | 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 | 9 000,00 | 2018 – 2019 | Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области |
| Павинский муниципальный район Костромской области | | | | | |
| 5. | Реконструкция котельной средней школы (перевод на местные виды топлива – отходы деревообработки) | с. Павино, ул. Советская, д. 14 | 2 500,00 | 2018 – 2019 | Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|---|--|------------------------------------|-----------|-------------|--|
| Парфеньевский муниципальный район Костромской области | | | | | |
| 6. | Реконструкция котельной школы пос. Николо-Полома (перевод на местные виды топлива - отходы деревообработки) | пос. Николо-Полома | 8 500,00 | 2018 – 2019 | Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области |
| Поназыревский муниципальный район Костромской области | | | | | |
| 7. | Реконструкция котельной 1-городской округ микрорайона пос. Поназырево (перевод на местные виды топлива - отходы деревообработки) | пос. Поназырево | 7 000,00 | 2018 – 2019 | Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области |
| Чухломский муниципальный район Костромской области | | | | | |
| 8. | Реконструкция котельной ЦРБ в г. Чухлома (перевод на местные виды топлива - отходы деревообработки) | г. Чухлома, ул. Калинина, д. 64 | 4 000,00 | 2018 – 2019 | Органы местного самоуправления муниципальных образований Костромской области |
| Всего по Костромской области | | | 46 000,00 | | |

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

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 | | | 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 | | | | | | | | | | |
| Количественное значение | 3 092 | 8 961 | 3 173 | 13 565 | 0 | 0 | +10 473 | -8 961 | -3 173 | 1 661 |

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 2019 – 2023 годы

78. Балансы мощности по костромской энергосистеме 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 2018 году планируется вывод из эксплуатации

генерирующего оборудования Шарьинской ТЭЦ мощностью 21 МВт и в период с 2018 по 2023 годы установленная мощность электростанций Костромской области составит 3 803 МВт.

При определении объема выработки станциями энергосистемы электроэнергетики следует учитывать, что приведенные в настоящем разделе балансы электроэнергии и мощности отвечают задаче оценки возможности покрытия собственных максимумов нагрузки энергосистемы Костромской области 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 следующими факторами:

ограничениями на использование мощности действующих электростанций всех типов, представляющих собой разность между установленной и располагаемой мощностью, которую может развивать оборудование этих электростанций в период зимнего максимума нагрузки;

неучастием в покрытии максимума нагрузки мощности оборудования, выведенного в длительную консервацию.

Ограничения установленной мощности на ТЭС связаны с техническим состоянием оборудования, его конструктивными дефектами, несоответствием производительности отдельного оборудования (сооружений) установленной мощности, износом оборудования, снижением или отсутствием тепловых нагрузок теплофикационных агрегатов (в основном, на турбинах с противодавлением), сложностями в топливообеспечении, экологическими ограничениями по условиям охраны воздушного и водного бассейнов и др.

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

80. Перспективные балансы электрической энергии и мощности костромской энергосистемы на 2018 – 2023 годы приведены в таблицах № 71, 72.

Таблица № 71

**Баланс мощности костромской энергосистемы
на 2018 – 2023 годы**

| Показатели | МВт | | | | | |
|---|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
| Покрытие (установленная мощность станций) | 3 803 | 3 803 | 3 803 | 3 803 | 3 803 | 3 803 |
| Собственный максимум нагрузки | 628 | 629 | 630 | 633 | 634 | 635 |
| Сальдо | - 3 175 | - 3 174 | - 3 173 | - 3 170 | - 3 169 | - 3 168 |

**Баланс электрической энергии костромской энергосистемы
на 2018 – 2023 годы**

млн. кВт·ч

| Показатели | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|-------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Генерация | 15 107 | 14 039 | 13 837 | 14 887 | 16 364 | 17 877 |
| Потребление | 3 625 | 3 631 | 3 645 | 3 653 | 3 661 | 3 664 |
| Сальдо | - 11 482 | - 10 408 | - 10 192 | - 11 234 | - 12 703 | - 14 213 |

Костромская энергосистема является избыточной как по мощности, так и по электроэнергии. Большая часть избытка мощности (до 60%) передается по сетям 500 кВ в энергосистемы Московской, Нижегородской и Владимирской областей. Около 33% избытка мощности передается по сети 220 кВ в ивановскую и ярославскую энергосистемы. Остальная мощность уходит по сети 110 кВ в ярославскую, ивановскую и вологодскую энергосистемы.

**Глава 21. Развитие электрических сетей и объектов электроэнергетики
110 кВ и выше Костромской области на 2019 – 2023 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 настоящей 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 ИП ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго»;
- «Комплексная программа развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Костромской области на 2018-2022 гг.».

Схема развития электроэнергетики Костромской области на 2019 – 2023 годы и схема электрических соединений и объектов электроэнергетики до 2023 года представлены в приложениях № 3, 4 к настоящей Программе.

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 |
|-------|--|--|
| 1 | 2 | 3 |
| 1. | Подстанции, ремонт оборудования которых производится с полным погашением потребителей: ПС 110 кВ Октябрьская и ПС 110 кВ Шекшема | На ПС 110 кВ Шекшема и Октябрьская рекомендуется установка вторых трансформаторов при условии увеличения нагрузок и подаче заявок на технологическое присоединение |
| 2. | ПС с трансформаторами без РПН: Нерехта-2, Новая, Чухлома, Антропово (р), Павино, Шортюг, Якшанга | На указанных ПС рекомендуется проведение реконструкции с установкой трансформаторов с РПН при наличии заявок на присоединение мощности к данным подстанциям |
| 3. | ПС на ОД и КЗ: Новинское, Шекшема, Яковлево, Якшанга, Гудково, Шортюг, Никола, Вохма, Шарья (т), Александрово, Судиславль, Калинки, СуГРЭС, Клементьево, Григорцево, Нерехта-2, Космынино (т), Василево, Южная, Дьяконово, Николо-Полома, БХЗ, Луковцино, Федоровское, Елегино, Западная, Столбово, Октябрьская, Антропово (т), Лопарево | Рекомендуется установка выключателей 110 кВ вместо ОД и КЗ |
| 4. | Неудовлетворительное техническое состояние силовых трансформаторов на ПС 110 кВ: Октябрьская, Яковлево, Шарья (р), ПС 35 кВ Сандогора | На указанных ПС рекомендуется замена оборудования со сроком эксплуатации, превышающим нормативный |
| 5. | Неудовлетворительное техническое состояние выключателей на ПС 110 кВ: Красная Поляна, Новая, Сусанино, Павино, Ильинская, Строммашина, Судиславль | На указанных ПС рекомендуется замена оборудования со сроком эксплуатации, превышающим нормативный |
| 6. | Неудовлетворительное техническое состояние силового оборудования и строительной части ПС 220 кВ Кострома-2 | Рекомендуется проведение работ по замене строительной части и оборудования со сроком эксплуатации, превышающим нормативный |

| 1 | 2 | 3 |
|-----|---|---|
| 7. | Неудовлетворительное техническое состояние силового оборудования и строительной части ПС 110 кВ Нерехта-1 | Рекомендуется проведение работ по замене строительной части и оборудования со сроком эксплуатации, превышающим нормативный |
| 8. | ПС 110 кВ Вохма | В случае значительного роста электрических нагрузок по указанным ПС рекомендуется проведение реконструкции с увеличением установленной мощности силовых трансформаторов |
| 9. | ПС 35 кВ Волжская | В случае значительного роста электрических нагрузок в районе пос. Волжский рекомендуется строительство новой ПС 35/6 кВ либо выполнение работ по реконструкции существующей ПС 35 кВ Волжская с увеличением установленной мощности силовых трансформаторов |
| 10. | При ремонте ВЛ 110 кВ Вохма – Павино и отключении ВЛ 110 кВ Поназырево – Никола потребители ПС 110 кВ: Вохма, Никола, Шортюг, Гудково остаются без питания | Проведена оценка объема работ, капиталовложений и необходимости реконструкции транзитов 110 кВ Мантурово – Павино, Борок – Галич (р), Поназырево (т) – Павино. В настоящее время отсутствуют заявки на подключение новых потребителей рассмотренных районов. Финансирование реконструкции сети 110 кВ нецелесообразно из-за некупаемости данных решений |
| 11. | 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 | Проведена оценка объема работ, капиталовложений и необходимости реконструкции транзитов 110 кВ Мантурово – Павино, Борок – Галич (р), Поназырево (т) – Павино. В настоящее время отсутствуют заявки на подключение новых потребителей рассмотренных районов. Финансирование реконструкции сети 110 кВ нецелесообразно из-за некупаемости данных решений |
| 12. | Электроснабжение ПС 110 кВ КПД и СУ ГРЭС осуществляется от Ивановской энергосистемы по ВЛ 110 кВ Приволжская I и II цепь | Рекомендуется строительство дополнительных объектов энергоснабжения за счет средств технологического присоединения крупных потребителей |
| 13. | Существуют отдельные узлы энергосистемы, присоединение потребителей к которым ограничено мощностью трансформаторов в послеаварийных режимах. К таким узлам можно отнести ПС 110 кВ: Северная, Шарья (р), ПС 35 кВ Центральная | Необходимо увеличение трансформаторной мощности на данных подстанциях (таблицы № 74, 75) |

82. В таблице № 74 приведены объемы ввода трансформаторной мощности на ПС напряжением 110 кВ и выше костромской энергосистемы в 2019 – 2023 годах по материалам филиала ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго». Увеличение трансформаторной мощности обосновано, как правило, ростом существующих нагрузок и потребностью подключения перспективных потребителей.

Значительное количество схем распределительных устройств ПС 110 кВ костромской энергосистемы выполнено на отделителях и короткозамкательях (далее – ОД и КЗ). Рекомендуются произвести замену ОД и КЗ на элегазовые выключатели.

Строительство ЛЭП напряжением 110 кВ и выше в 2019 – 2023 годах не планируется.

Таблица № 74

Объемы ввода трансформаторной мощности на подстанциях напряжением 110 кВ и выше костромской энергосистемы в 2019 – 2023 годах

| № п/п | Наименование ПС | Количество и мощность трансформаторов, МВА | | Перечень работ | Примечание | Дата ввода объекта |
|-------|-----------------------|--|-------|---|---|--------------------|
| | | факт | план | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 1. | ПС 110 кВ Яковлево | 1x10 | 1x2,5 | Техпереворужение ПС 110 кВ Яковлево с заменой силового трансформатора 10 МВА на 2,5 МВА по техническому состоянию (трансформаторная мощность 2,5 МВА) | Планируется вследствие неудовлетворительного технического состояния, вызванного сверхнормативным сроком службы. 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 | 2019 |
| 2. | ПС 110 кВ Октябрьская | 1x2,5 | 1x2,5 | Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с заменой силового трансформатора 2,5 МВА на 2,5 МВА на ОРУ 110 кВ | Вследствие неудовлетворительного технического состояния, вызванного сверхнормативным сроком службы | 2021 |
| 3. | ПС 110 кВ Северная | 1x20; 1x25 | 2x25 | Реконструкция ПС 110 кВ Северная с заменой трансформатора 20 МВА на | Вследствие роста нагрузок и ограничения возможности подключения новых потребителей. Максимальная загрузка ПС по данным замеров 20,66 МВА. Резерв | 2019 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|----|---------------------|---------------|------|--|--|------|
| | | | | 25 МВА, ячейки 6 кВ | мощности на основании замеров режимного дня - 0,34 МВА (с учетом допустимой 5% перегрузки). Перспективная нагрузка по договорам технологического присоединения, находящимся на исполнении, составляет 4,26 МВА. Дефицит мощности для технологического присоединения составляет 3,92 МВА | |
| 4. | ПС 110 кВ Шарья (р) | 1x20; 1x25 | 2x25 | Реконструкция ПС 110 кВ Шарья (р) с заменой силового трансформатора Т-1 20,0 МВА на 25,0 МВА для ликвидации дефицита мощности Центра питания | Вследствие роста нагрузок и ограничения возможности подключения новых потребителей. Максимальная нагрузка ПС по данным замеров 19,11 МВА. Резерв мощности на основании замеров режимного дня - 1,89 МВА (с учетом допустимой 5% перегрузки). Перспективная нагрузка по договорам технологического присоединения, находящимся на исполнении, составляет 2,95 МВА. Дефицит мощности для технологического присоединения составляет 1,06 МВА | 2022 |

Сводные данные по реконструкции и техническому перевооружению сетей напряжением 35 кВ представлены в таблице № 75.

Таблица № 75

Сводные данные по реконструкции и техническому перевооружению сетей напряжением 35 кВ на 2019 – 2023 годы

| Объемы работ | Год ввода | Ориентировочная стоимость объекта в текущих ценах без учета НДС, тыс. руб. |
|--|-----------|--|
| 1 | 2 | 3 |
| Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Макарьев-1 - ПС 35 кВ Якимово с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность по трассе 9,3 км) | 2019 | 44 189 |
| 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) | 2021 | 66 483 |

| 1 | 2 | 3 |
|---|------|---------|
| Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 35 кВ Сущево - ПС 35 кВ Мисково с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 20,6 км) | 2020 | 47 942 |
| Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Антропово - ПС 35 Парфеньево-1 с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 48,38 км) | 2020 | 116 570 |
| Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 110 кВ Антропово - ПС 35 кВ Палкино с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 17,5 км) | 2020 | 43 006 |
| Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 35 кВ Палкино - ПС 35 кВ Словинка с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 26,5 км) | 2021 | 66 907 |
| Реконструкция ВЛ 35 кВ Караваево-1, 2 цепь ПС 220 кВ Кострома-2 - ПС 35 кВ Караваево с заменой провода на большее сечение (протяженность 11,5 км) | 2021 | 8 846 |
| Реконструкция ВЛ 35 кВ ПС 35 кВ Черменино - ПС 35 кВ Панкратово с заменой провода и опор по техническому состоянию (протяженность 37,3 км) | 2023 | 92 452 |
| Реконструкция ПС 35 кВ Центральная с заменой силовых трансформаторов 2х10 МВА на 2х16 МВА (ввод мощности 32 МВА) ^{<*>} | 2021 | 69 300 |
| Реконструкция ПС 35 кВ Сандогора с заменой силового трансформатора 1,0 МВА на 1,0 МВА на ОРУ 35 кВ | 2021 | 8 400 |

^{<*>} Вследствие роста нагрузок и ограничения возможности подключения новых потребителей. Максимальная нагрузка ПС по данным замеров 9,83 МВА. Резерв мощности на основании замеров режимного дня – 0,17 МВА. Перспективная нагрузка по договорам технологического присоединения, находящимся на исполнении, составляет 1,916 МВА. Дефицит мощности для технологического присоединения составляет 1,75 МВА.

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

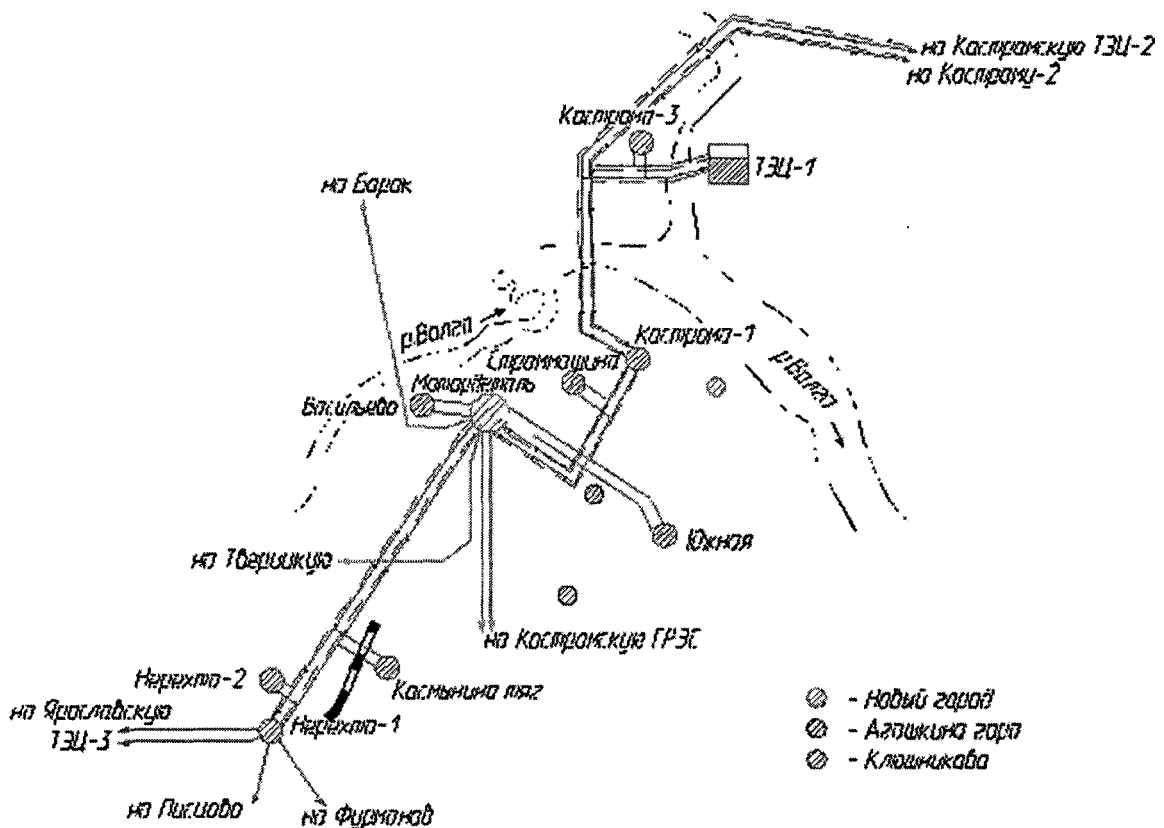
| Наименование показателя | «Клюшниково» | «Новый город» | «Агашкина гора» |
|-------------------------------|---------------|---------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Количество домов/квартир, ед. | 2 148 | 2 180 | 3 220 |
| Общая площадь жилья, кв. м | 322 250 | 120 000 | 195 000 |
| Количество 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 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|--|----------------|----------------|----------------|
| 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: | 5 - 6 | 4 | 5 |
| 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 2023 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.

Рисунок № 25

Взаимное расположение нагрузок и наиболее приближенных к ним центров питания



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

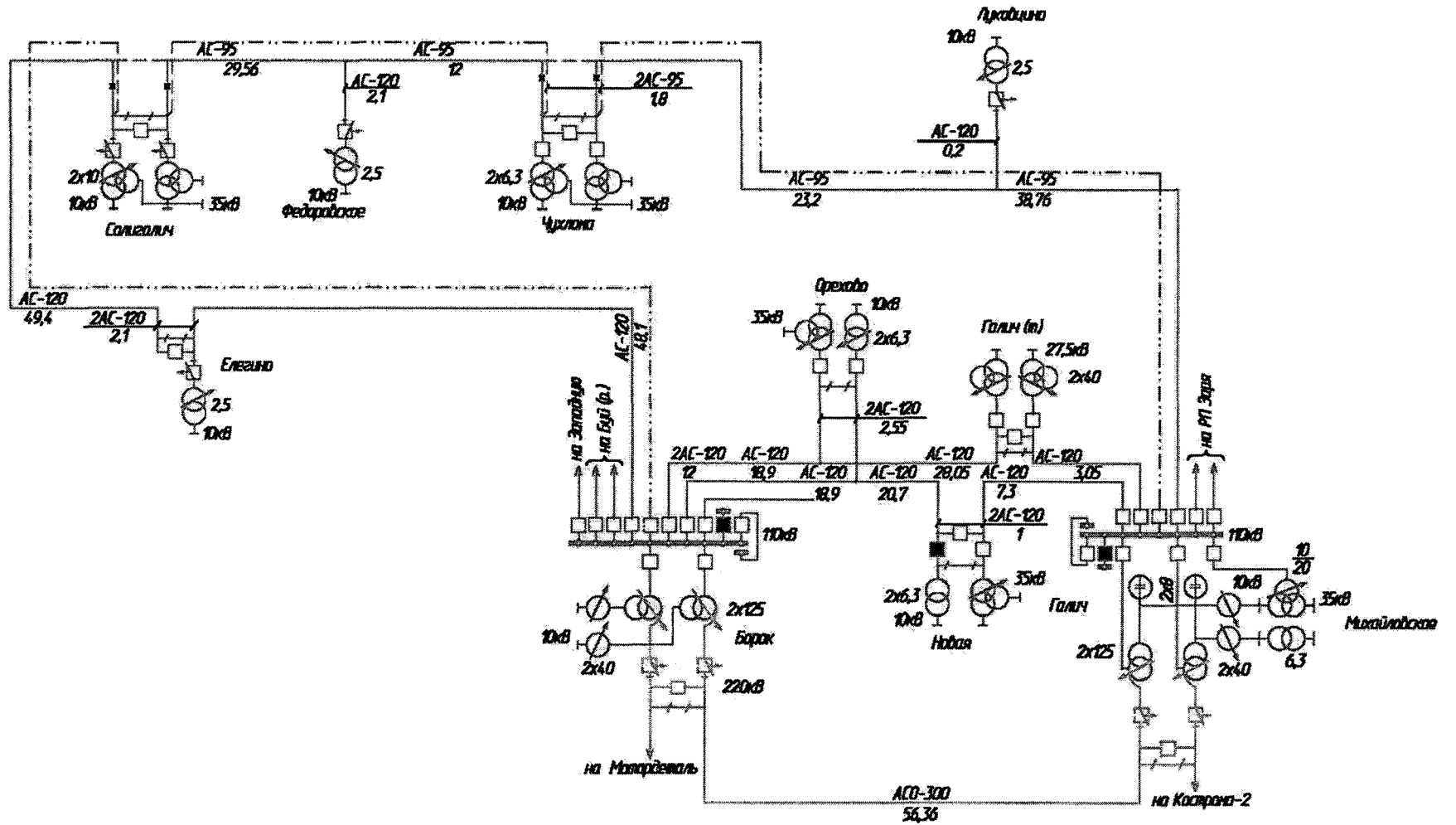
Таблица № 78

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 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, Борок - Галич (р), 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.

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 ущерба;

- 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.

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 по должно быть предусмотрено оборудование доступа к сети сбора и передачи технологической информации (сети передачи данных закрытого типа с пакетной коммутацией на базе протокола межсетевого 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 ИПР филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» в 2018-2023 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.

Планируемые мероприятия по внедрению элементов цифровых сетей на 2019-2023 годы представлены в таблице № 79.

Таблица № 79

Планируемые мероприятия по внедрению элементов цифровых сетей на 2019-2023 годы

| № п/п | Наименование мероприятия | Планируемые сроки реализации | Основные технические решения по цифровизации | Достижимый эффект (изменение показателей надежности) |
|-------|---|------------------------------|--|--|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1. | Установка учета электрической энергии на объектах электросетевого хозяйства филиала ПАО «МРСК Центра» - «Костромаэнерго» | 2019 - 2023 | Установка интеллектуального учета с устройствами сбора и передачи данных | Повышение наблюдаемости сети, снижение потерь |
| 2. | Модернизация ВЛ 35 кВ ПТФ-Пронино ПС 35 кВ ПТФ - ПС 35 кВ Пронино совместной подвеской волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) для организации цифровых каналов связи | 2019 | Организация цифровых каналов связи | Повышение наблюдаемости сети |
| 3. | Модернизация ВЛ 35 кВ Палкино-Словинка на участке ПС 35 кВ Палкино - ПС 35 кВ | 2021 | Организация цифровых каналов связи | Повышение наблюдаемости сети |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----|--|------|---|------------------------------|
| | Словинка совместной подвеской ВОЛС для организации цифровых каналов связи | | | |
| 4. | Модернизация ПС 110 кВ Сусанино в части систем телемеханики | 2021 | Модернизация системы телемеханики (далее ТМ) на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в автоматизированную информационно измерительную систему коммерческого учета электрической энергии (далее - АИИСКУЭЭ) | Повышение наблюдаемости сети |
| 5. | Модернизация ПС 110 кВ Судиславль в части монтажа оборудования Автоматизированных систем диспетчерского управления | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 6. | Модернизация ПС 35 кВ Сухоногово в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики, каналов связи | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 7. | Модернизация ПС 35 кВ Сущево в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 8. | Модернизация ПС 35 кВ Коркино в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 9. | Модернизация ПС 110 кВ Дьяконово в части систем учета электроэнергии, телемеханики | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 10. | Модернизация ПС 110 кВ Октябрьская в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, | Повышение наблюдаемости сети |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----|---|------|---|------------------------------|
| | | | интегрированными в АИИСКУЭЭ | |
| 11. | Модернизация ПС 35 кВ Одоевское в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики, каналов связи | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 12. | Модернизация ПС 35 кВ Ильинское в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 13. | Модернизация ПС 35 кВ Кузнецово в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 14. | Модернизация ПС 110 кВ Южная в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 15. | Модернизация ПС 35 кВ Словинка в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики, каналов связи | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 16. | Модернизация ПС 35 кВ Березовец в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики, каналов связи | 2021 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 17. | Модернизация ПС 110 кВ Луковцино в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики | 2022 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 18. | Модернизация ПС 35 кВ Катунино в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики, каналов связи | 2022 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, | Повышение наблюдаемости сети |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----|--|-------------|---|--|
| | | | интегрированными в АИИСКУЭЭ | |
| 19. | Модернизация ПС 35 кВ Борщино в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики | 2022 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 20. | Модернизация ПС 35 кВ Волжская в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики, каналов связи | 2022 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 21. | Модернизация ПС 35 кВ Пищевка в части систем РЗА, учета электроэнергии, телемеханики, каналов связи | 2022 | Модернизация системы ТМ на цифровую. Оснащение интеллектуальными цифровыми приборами учета, интегрированными в АИИСКУЭЭ | Повышение наблюдаемости сети |
| 22. | Модернизация ПС 110 кВ Нерехта-1 в части применения элементов цифровой подстанции | 2018 - 2020 | Применение элементов цифровой подстанции | Повышение наблюдаемости сети |
| 23. | Автоматизация распределительной сети с монтажом на ВЛ 10 кВ ф.10-03 ПС 110 Нерехта-1 реклоузеров | 2021 | Монтаж интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров) с микропроцессорным управлением и РЗА с интеграцией в scada-систему районного диспетчерского пункта для повышения надежности электро-снабжения потребителей и организации кольцевых связей (резервирования) между подстанциями | Повышение наблюдаемости сети, повышения надежности электроснабжения потребителей |
| 24. | Автоматизация распределительной сети с монтажом на ВЛ 10 кВ ф.10-09 ПС 110 кВ Судиславль реклоузеров | 2019- 2020 | Монтаж интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров) с микропроцессорным управлением и РЗА с интеграцией в scada-систему районного диспетчерского пункта для повышения надежности электро-снабжения потребителей и организации кольцевых связей (резервирования) между подстанциями | Повышение наблюдаемости сети, повышения надежности электроснабжения потребителей |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|-----|--|-----------|--|--|
| 25. | Автоматизация распределительной сети с монтажом на ВЛ 10 кВ ф.10-04 ПС 35 кВ Борщино реклоузеров | 2018-2019 | Монтаж интеллектуальных коммутационных аппаратов (реклоузеров) с микропроцессорным управлением и РЗА с интеграцией в scada-систему районного диспетчерского пункта для повышения надежности электроснабжения потребителей и организации кольцевых связей (резервирования) между подстанциями | Повышение наблюдаемости сети, повышения надежности электроснабжения потребителей |

86. Капитальные вложения по строительству сетевых объектов определены в ценах 2000 года по укрупненным показателям стоимости сооружения (реконструкции) ПС 35-750 кВ и ЛЭП напряжением 6, 10 – 750 кВ и пересчитаны в цены 2017 года с учетом коэффициента, принятого в соответствии с индексами цен в строительстве.

Вводы мощности (новые/замена) (включая технологическое присоединение) и потребность в инвестициях в сетевые объекты на 2019 – 2023 годы представлены в таблице № 80.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |
|----|---|--------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|-------|--------|----------|--------|----------|
| | оборудования ОПУ и маслохозяйства Т-1, Т-2, систем РЗА и ПА, СДТУ, заменой масляных выключателей на элегазовые 110 кВ (3 шт), измерительных трансформаторов (6 шт) в ОРУ 110 кВ, оборудования ОПУ, систем РЗА и ПА, СДТУ) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Реконструкция ПС 110 кВ Октябрьская с заменой силового трансформатора 2,5 МВА на 2,5 МВА на ОРУ 110кВ | | | | | | 0,53 | | 2,50 | 8,86 | | | | | | | | 2,50 | 9,39 |
| | Реконструкция ПС 110 кВ Шарья (р) с заменой силового трансформатора Т-1 20,0 МВА на 25,0 МВА для ликвидации дефицита мощности Центра питания | | | | | | | | | 3,00 | | 25,00 | 60,00 | | | | | 25,00 | 63,00 |
| 7) | замена ПС 0,4 -35 кВ (суммарные вводы) | | | | | | 3,70 | | 33,00 | 74,00 | | | | | 2,80 | 13,10 | | 35,80 | 90,80 |
| 8) | всего замена ПС | | 27,50 | 179,48 | | | 90,17 | | 35,50 | 85,86 | | 25,00 | 60,00 | | 2,80 | 13,10 | | 90,80 | 428,61 |
| 3. | Суммарные капитальные вложения на новое строительство и замену сетей, всего | 307,03 | 56,20 | 852,93 | 312,80 | 15,28 | 859,94 | 314,25 | 55,56 | 775,38 | 260,39 | 40,10 | 651,48 | 303,50 | 14,85 | 700,49 | 1 497,97 | 181,99 | 3 840,22 |

Глава 22. Электрические расчеты

87. Расчеты электрических режимов работы сети напряжением до 110 кВ выполнялись в 2017 году при разработке филиалом ПАО «МРСК Центра» – «Костромаэнерго» комплексной программы развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Костромской области на 2018 – 2022 гг.

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 2023 года

88. Потребность электростанций и котельных генерирующих компаний в топливе на перспективу до 2023 года определялась на основе:

- 1) перспективных балансов электрической энергии костромской энергосистемы;
- 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 | 2019 | Администрацией городского округа - город Галич Костромской области 30.11.2016 г. заключено концессионное соглашение в отношении тепло-энергетического комплекса с ООО «ТЭК». Согласно заключенному соглашению за счет средств инвестора планируется перевод угольных котельных на природный газ |
| 2) | котельная | ул. Школьная | | 2017 | |
| 3) | котельная | ул. Гладышева | | 2018 | |
| 4) | котельная | ул. Луначарского, д. 63а | | 2019 | |
| 5) | котельная | ул. Ленина, д. 54 | | 2018 | |
| 6) | котельная | ул. Окружная | | 2019 | |
| 7) | котельная | ул. Советская, д. 7 | | 2019 | |
| 8) | котельная | ул. Клары Цеткин | | 2019 | |
| 9) | котельная | ул. Революции, д. 23 | | 2019 | |
| 10) | котельная | ул. Костромское шоссе | | 2019 | |

Расчет структуры топливного баланса электростанций и котельных
Костромской области в 2023 году

| Наименование показателя, единица измерения | Базовый вариант | |
|---|-------------------|-----------|
| Выработка электроэнергии, тыс. кВт·ч | 12 376 000 | |
| 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. | 3 912 098 | |
| Расход топлива на производство тепловой энергии, т.у.т. | 1 099 574 | |
| Расход топлива на производство электрической энергии, т.у.т. | всего, том числе: | 3 912 098 |
| | газ | 3 854 981 |
| | нефтепродукты | 41 468 |
| | торф | 14 084 |
| | 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: | 5 010 942 |
| | газ | 4 560 990 |
| | нефтепродукты | 79 129 |
| | торф | 183 858 |
| | 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 154 муниципальных образований Костромской области системы централизованного теплоснабжения имеются в 148 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 | 141 | 141 |
| Всего по области | 148 | 148 |

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 костромской энергосистемы, 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.

В этом случае имеется принципиальная возможность передать нагрузки котельных на данные источники когенерации (примером может

служить закрытие районной отопительной котельной № 1 с передачей ее нагрузок на Костромскую ТЭЦ-2). 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;

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 2023 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 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|-----|--|---|---|-----------------------------------|--------|--------|
| 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 |
| 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. Караваяево | + | | | 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 костромской энергосистеме.

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 2013 – 2017 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 2013 – 2017 годах

| Наименование показателя, единица измерения | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| 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 2023 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 2018 – 2023 годах

| Наименование показателя, единица измерения | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 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 2023 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 2023 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 2023 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 2019 – 2023 годы

Анализ сценариев социально-экономического развития Костромской
области, определяющих потребление электроэнергии
в 2019 - 2023 годах

1. Динамика производства и потребления энергетических ресурсов определяется социально-экономическим развитием страны и ее регионов. Поэтому для оценки уровней электропотребления на перспективу необходимо оценить и проанализировать ряд прогнозных параметров экономического развития Костромской области, в том числе и в привязке к развитию Российской Федерации.

2. В Российской Федерации с началом кризиса формирование макроэкономических сценариев, как и самих прогнозов, осложнилось. Тем не менее, как считают представители Центра макроэкономического анализа и прогнозирования, мировой кризис скорректировал, но не отменил все основные факторы и драйверы, а также базовые технологические тренды и направления, на которых строились прогнозы до начала спада. Это находит свое подтверждение в скорректированных по времени, но сохранивших основные характеристики макроэкономических прогнозах Министерства экономического развития Российской Федерации.

3. В качестве информационной базы для построения прогнозов электропотребления в сегментах экономики и бытовом секторе Костромской области использовался целый ряд источников информации на региональном и окружном уровнях. Эти источники информации касались ретроспективной и прогнозной динамики основных макроэкономических переменных, которая дополнялась анализом связи макроэкономических переменных с динамикой изменения электропотребления.

4. Макроэкономические параметры области на ближайшую трехлетку задают материалы областного прогноза при планировании бюджетов регионами.

5. Динамика изменения промышленного производства и прочих макроэкономических показателей области за пределами ближайшего трехлетнего периода определялась дополнительно. Основой для таких оценок послужило содержание двух основных документов Российской Федерации по средне- и долгосрочному развитию страны:

1) сценарные условия долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года;

2) сценарные условия для формирования вариантов прогноза социально-экономического развития Костромской области в 2015 – 2017 годах.

Так как эти документы не имеют региональной дифференциации, для получения перспективных оценок макропоказателей для Костромской области использовался метод коррекции на основе вычисления поправочного коэффициента конкретного макропоказателя, например, индекса промышленного производства региона (далее – ИПП) по отношению к суммарному ИПП Российской Федерации за периоды экономического роста 1999 – 2008 годов (фактические данные) и данных за 2011 – 2015 годов. В данном случае исключались значения посткризисного 2009 года и 2010 года как года восстановления экономики.

6. Корректирующий коэффициент k_I для индексов роста регионального ВРП вычислялся по формуле № 1.

Формула № 1

$$k_I = \sqrt[14]{\left(\prod_{j=1999}^{2008} I_j^{\text{per}} * \prod_{j=2011}^{2015} I_j^{\text{per}} - 1\right) / \left(\prod_{j=1999}^{2008} I_j^{\text{PФ}} * \prod_{j=2011}^{2015} I_j^{\text{PФ}} - 1\right)},$$

где:

$I_j^{\text{PФ}}$ - прирост индекса по каждому из показателей для Российской Федерации в целом;

I_j^{per} - прирост соответствующего индекса регионального показателя.

Индекс j в формуле № 1 соответствует годам с 1999 по 2015, за исключением посткризисного 2009 года и 2010 года – года восстановления экономики страны.

Для расчета индексов роста региона в каждом году перспективного периода (2018 – 2023 годы) рассчитанный в формуле № 1 корректирующий коэффициент умножался на прогнозный показатель по Российской Федерации по формуле № 2.

Формула № 2

$$I_j^{\text{рег}} = \left((I_j^{\text{PФ}} - 1) \times k_I \right) + 1,$$

где j соответствует каждому году интервала прогноза, начиная с 2018 года.

Предлагаемый подход носит «компромиссный» характер, однако в условиях отсутствия необходимой информации является приемлемым, сочетая простоту и возможность учета сложившейся региональной специфики.

7. Долгосрочное социально-экономическое развитие Костромской области определяется несколькими ключевыми факторами, характеризующими внутренние экономические условия:

1) степенью развития и реализации сравнительных преимуществ и возможностей Костромской области по приоритетным направлениям

развития экономики;

2) минимизацией существующих рисков и учетом слабых сторон экономики области;

3) решением проблем в области демографических процессов в области.

8. В зависимости от реализации этих факторов можно выделить два качественных сценария социально-экономического развития Костромской области до 2023 года: инерционного и интенсивного развития. Последний является целевым сценарием долгосрочного развития области и принимается в качестве основы для регионального варианта электропотребления.

9. В обоих сценариях приняты одинаковые внешние условия. В частности, предполагается, что экономика Российской Федерации в периоде до 2023 года будет развиваться по сценарию инновационного развития, будут выполнены сценарии условия развития электроэнергетики и транспортного комплекса Российской Федерации.

10. В основе инерционного сценария лежит консервация сложившейся аграрно-энергетической модели развития при сужении ее потенциала в связи с усилением конкуренции со стороны соседних регионов и импорта, сокращением дохода от экспорта за пределы Костромской области электроэнергии вследствие роста издержек производства электроэнергии (рост цен на газ), повышением социальной нагрузки на областной бюджет и усилением дефицита отвечающих требованиям развития экономики области трудовых ресурсов.

Данный сценарий характеризуется:

1) инерционным протеканием демографических процессов в Костромской области;

2) отказом от развития новых долгосрочных приоритетных направлений, имеющих в Костромской области потенциальные сравнительные преимущества;

3) преобладанием внешних по отношению к Костромской области центров принятия решений по развитию ее экономики (в области электроэнергетики, транспорта, туризма, текстильной промышленности, машиностроения).

11. В инерционном сценарии возможности экономического роста будут определяться, в основном, следующими факторами:

1) увеличением производства и экспорта в другие регионы Российской Федерации электроэнергии;

2) наличием на территории Костромской области возобновляемых природных ресурсов при ограниченных возможностях их переработки с повышением добавленной стоимости;

3) транзитной пропускной способностью проходящих через Костромскую область транспортных коридоров;

4) использованием ценовых преимуществ товаров и услуг, производимых на территории Костромской области, при слабой

конкуренции с точки зрения качества;

5) снижением качества человеческого капитала;

6) усилением социальной нагрузки на бюджет и экономику Костромской области.

В инерционном сценарии Костромской области не удастся преодолеть в полной мере существующие ограничения экономического роста, темпы роста экономики в среднем за период отстают от среднероссийских, что означает снижение доли области в валовом внутреннем продукте Российской Федерации и усиление отставания в уровне жизни населения от среднероссийского уровня.

12. Сценарий интенсивного развития (целевой сценарий) отражает использование сильных сторон и существующих возможностей экономики Костромской области за счет развития внутренних приоритетных направлений, а также максимального использования благоприятных внешних условий и межрегиональных связей. Сценарий предусматривает:

1) проведение активной демографической политики;

2) активное развитие новых долгосрочных приоритетных направлений, имеющих в Костромской области потенциальные сравнительные преимущества;

3) эффективное использование принимаемых вне Костромской области решений по развитию ее экономики (в области электроэнергетики, транспорта);

4) принятие мер по минимизации существующих рисков развития Костромской области и компенсации ее слабых сторон;

5) разработку и реализацию совместных программ с соседними регионами, координацию стратегий социально-экономического развития;

6) повышение места Костромской области по основным экономическим и социальным показателям среди субъектов ЦФО.

13. В интенсивном сценарии экономический рост будет определяться, в основном, следующими факторами:

1) увеличением объема производимых на территории Костромской области товаров и услуг, направленных на удовлетворение спроса как внутри Костромской области, так и в других регионах Российской Федерации, и на экспорт;

2) глубокой переработкой имеющихся на территории Костромской области возобновляемых природных ресурсов;

3) использованием уникальных конкурентных преимуществ Костромской области, позволяющих предложить качественные товары и услуги;

4) улучшением качества человеческого капитала;

5) снижением уровня дотационности регионального бюджета.

Реализация сценария интенсивного развития позволит Костромской области преодолеть существующие ограничения экономического роста и сократить свое отставание от среднероссийского уровня.

Рассмотрение и оценка изменений в экономике Костромской области

были дополнены анализом численности населения области. Он базируется на долгосрочном прогнозе Росстата по Российской Федерации и субъектам Российской Федерации. В основу прогноза Росстата до 2030 года положен анализ долговременных тенденций динамики уровня рождаемости в Российской Федерации и других европейских странах, который дает основания для оценки возможных тенденций рождаемости в Российской Федерации. Статистическими индикаторами последнего выступают повышение возраста вступления в брак и рождения ребенка, увеличение рождаемости вне официально зарегистрированного брака, увеличение добровольной бездетности.

Вместе с тем, определенное влияние на параметры рождаемости, в первую очередь, календаря рождений, может оказать ряд введенных в последние 3–4 года мер семейной политики (в первую очередь, материнский капитал). Однако очевидно, что без существенных изменений в темпах экономического развития и повышения уровня благосостояния российских граждан введенные меры не дадут устойчивого демографического эффекта.

14. Росстат рассматривает три сценария численности населения на перспективу:

1) высокий сценарий рождаемости исходит из предположения о том, что обществу удастся выработать социальные механизмы, ведущие к тому, что будет поддерживаться рождаемость, близкая к уровню, который обеспечивал бы простое воспроизводство населения, в результате чего каждое новое поколение будет численно не меньше предыдущего. В конечном итоге такой уровень рождаемости (1,8 – 2 детей в расчете на одну женщину репродуктивного возраста) отвечал бы и господствующему сегодня идеальному размеру потомства (социологические опросы мнений продолжают фиксировать идеальное число детей в семье именно на двухдетном уровне). Определенную часть прироста даст и миграционный прирост;

2) средний вариант рождаемости исходит из того, что улучшение социально-экономического положения в Российской Федерации и меры демографической политики позволят достаточно полно реализовать семьям свои репродуктивные планы, и рождаемость установится на уровне, чуть превосходящем средний по Европе. Но в отличие от высокого сценария рождаемости в данном случае ожидаются более низкие темпы развития Российской Федерации;

3) низкий сценарий предполагает, что сохранение или ухудшение сложившейся экономической ситуации в Российской Федерации, скорее всего, сделает маловероятным повышение рождаемости. Она будет на уровне, наблюдаемом ныне у стран с наиболее низкой рождаемостью (1,2 – 1,3 ребенка на семью).

15. В расчетах обеспеченности населения жильем и потребности в электроэнергии на перспективу приняты два последних сценария Росстата с поправками на данные последней переписи населения.

Высокий сценарий рождаемости не рассматривался, так как он исходит из таких благоприятных предположений, которые в ближайшей перспективе, учитывая последние тренды и прогнозы социально-экономического развития Российской Федерации, не просматриваются.

16. Дополнительным основанием к выбору более низких сценариев является также и то, что последняя перепись населения зафиксировала существенно более низкую численность населения Костромской области, чем указанную Росстатом в своих статистических ежегодниках за последние годы. Так, численность населения Костромской области на 14 октября 2010 года по данным переписи составила 667,6 тыс. человек.

17. В результате предполагается, что численность населения Костромской области снизится к 2023 году до 626 тыс. человек.

18. Предполагается, что за рассматриваемый период количество и площадь жилья и учреждений сферы услуг существенно возрастет. В интенсивном варианте полностью будут достигнуты параметры целевой программы строительства жилья в Костромской области. Коэффициент ввода жилья на душу населения достигнет к концу рассматриваемого периода 0,6 кв. м на душу населения. В инерционном сценарии эти показатели будут отставать от интенсивного варианта ориентировочно на 20 – 30%. В интенсивном варианте прирост площадей предприятий и учреждений сферы услуг будет примерно на 30 – 50% выше, чем в инерционном сценарии, примерно на четверть будет выше их оснащенность электропотребляющим оборудованием.

Приложение № 2

к схеме и программе развития
электроэнергетики Костромской
области на 2019 – 2023 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 |
| 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 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|----|---|------|-------|------|--|---------------------|---------|-----------|--------|-----------|
| 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 |
| 8. | мкр-н «Паново-2» | 27,0 | 110,0 | 6,2 | Школа Детский сад Предприятие общественного питания, бытового | 930 372 1,8 | 1 700,1 | 3 990,12 | 34,223 | 4 791,176 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|-----|--|-------|-------|------|--|------------------------|----------|----------|---------|------------|
| | | | | | обслуживания, торговли | | | | | |
| 9. | Каравеево (между ТЦ «Коллаж» и пос. Каравеево) | 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 обслуживания, торговли | 400 250 1,3 | 1 204,5 | 7 231,5 | 61,05 | 8 547 |
| 13. | дер. Ключниково | 243,4 | 322,3 | 6,5 | Школа Детский сад Предприятие | 600 330 1,9 | 1 739,44 | 10 442,8 | 88,227 | 12 351,75 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
|-----|--|------|------|-----|--|-------------------|-------|--------|---------------|----------|
| | | | | | общественного питания, бытового обслуживания, торговли | | | | | |
| 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 |

Приложение № 3

к схеме и программе развития
электроэнергетики Костромской
области на 2019 – 2023 годы

Схема развития электроэнергетики Костромской области на 2019 – 2023 годы

