

**АДМИНИСТРАЦИЯ  
КОНДРАТОВСКОГО СЕЛЬСКОГО ПОСЕЛЕНИЯ**

**ПОСТАНОВЛЕНИЕ**

14.10.2016

№ 295

**Об утверждении проекта  
внесения изменений в схему  
теплоснабжения Кондратовского  
сельского поселения**

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 года № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 N 808 "Об организации теплоснабжения", протоколом публичных слушаний по проекту внесения изменений в схему теплоснабжения Кондратовского сельского поселения, Уставом Кондратовского сельского поселения  
**ПОСТАНОВЛЯЮ:**

1. Утвердить проект внесения изменений в схему теплоснабжения Кондратовского сельского поселения согласно приложению 1.
2. Разместить настоящее постановление на официальном сайте администрации Кондратовского сельского поселения в сети Интернет ([ksp.sakondratovo.ru](http://ksp.sakondratovo.ru)).
3. Контроль за исполнением настоящего постановления оставляю за собой.

Глава Кондратовского  
сельского поселения

А.В. Костарев

Приложение № 1  
к постановлению администрации  
Кондратовского сельского  
поселения от 14.10.2016 г. № 000

**Проект внесения изменений в схему теплоснабжения Кондратовского сельского поселения**

**1. Введение, стр. 5, абзац**

«Централизованным теплоснабжением обеспечены только потребители д. Кондратово, которое осуществляется от районной котельной (тепловая станция «Кондратово»). Котельная работает на газовом топливе. В настоящее время от тепловой станции частично покрываются нагрузки потребителей г. Перми (Дзержинский район), а также жилищно-коммунального сектора д. Кондратово. усадебная застройка, в основном, имеет печное отопление»

изложить в следующей редакции:

Организация централизованной системы теплоснабжения в пределах территориальной целостности Кондратовского сельского поселения осуществлено только у потребителей жилищно-коммунального, административного и промышленного сектора д. Кондратово. Поставка тепловой энергии на нужды теплоснабжения и горячего водоснабжения с начала отопительного сезона 2015-2016 гг. осуществляется от источника работающего в комбинированном цикле по выработке тепловой и электрической энергии – Пермская ТЭЦ-9, находящаяся в зоне эксплуатационной ответственности «Пермского» филиала ПАО «Т Плюс».

В качестве резервного источника теплоснабжения для территории д. Кондратово может использоваться тепловая станция «Кондратово». Тепловая станция "Кондратово, расположенная по адресу д. Кондратово, ул. Шоссейная, 23 (основное топливо - природный газ, установленная мощность 400 Гкал/ч, температурный график - 150/70°C).

При поставке тепловой энергии на нужды теплоснабжения и горячего водоснабжения потребителям дер. Кондратово в полной мере соблюден принцип приоритета комбинированной выработки и наличия положительного экономического эффекта для конечных потребителей в виде снижении темпов роста тарифов на тепловую энергию и увеличению эффективности теплоснабжения потребителей. Организация теплоснабжения потребителей дер. Кондратово от ТЭЦ-9 в полной мере соответствует требованиям Постановления Правительства Российской Федерации от 15.04.2014г. №321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» и Федерального закона «О теплоснабжении» №261 от 27.07.2010г.

**2. Введение, стр. 5, абзац**

«При дальнейшей застройке д. Кондратово необходимо заменить и реконструировать изношенное оборудование котельной, отремонтировать существующие тепловые сети, построить новые»

изложить в следующей редакции:

Дер. Кондратово, а так же прилегающие к ней территории расположены в непосредственной территориальной близости относительно границ Муниципального Образования г. Пермь и являются потенциально привлекательными площадками развития для строительства многоквартирных жилых домов и прочих объектов социальной инфраструктуры. При реализации перспективного строительства и увеличения спроса на тепловую энергию, необходимо предусмотреть техническое перевооружение и реконструкцию существующих объектов теплосетевого хозяйства, а так же определить потребность в новом строительстве тепловых сетей.

**3. Введение, стр. 6, абзац**

«Проектом генерального плана предлагается внедрить системы группового учёта отпуска и потребления тепловой энергии, модернизировать системы теплового контроля и управления котельной. Количество централизованных источников – 1 (котельная «Тепловая Станция Кондратово»). Количество центральных тепловых пунктов – 5 (ЦТП №1, ЦТП №2, ЦТП №3, ЦТП №4, ЦТП №5)»

изложить в следующей редакции:

Проектом генерального плана предлагается внедрить системы группового учёта отпуска и потребления тепловой энергии, а так же модернизация системы теплового контроля на 5-ти центральных тепловых пунктах д. Кондратово (ЦТП №1, ЦТП №2, ЦТП №3, ЦТП №4, ЦТП №5).

#### **4. Введение, стр. 6, абзац**

«Часть многоквартирного жилого фонда, крупные общественные здания, коммунально-бытовые предприятия подключены к централизованной системе теплоснабжения, которая состоит из 1-й котельной, 5-ти ЦТП и тепловых сетей»

изложить в следующей редакции:

«Часть многоквартирного жилого фонда, крупные общественные здания, коммунально-бытовые предприятия подключены к централизованной системе теплоснабжения, которая состоит из источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии - Пермская ТЭЦ-9, 5-ти ЦТП и тепловых сетей»

#### **5. Введение, стр. 6, предложение**

«ООО "ПСК" эксплуатирует тепловые сети, по которым передает приобретаемую тепловую энергию у ООО "Тепловая станция "Кондратово" потребителям»

изложить в следующей редакции:

«ООО «Пермская сетевая компания» выступающая как организация, эксплуатирующая тепловые сети дер. Кондратово и осуществляющая поставку тепловой энергии потребителям дер. Кондратово, приобретает и транспортирует её от источника тепловой энергии и тепловым сетям «Пермского» филиала ПАО «Т Плюс».

#### **6. Введение, стр. 6. Зона действия ТЭЦ-9**

Заменить графическую часть Приложения №1.

#### **7. Раздел 2. п.2.1, стр. 16. Радиус эффективного теплоснабжения**

изложить весь раздел в следующей редакции:

Для обоснования целесообразности подключения перспективной тепловой нагрузки в зоны действия источника тепловой энергии определяется радиус эффективного теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения источника тепловой энергии определяется по методике изложенной кандидатом технических наук, советником генерального директора ОАО «Объединение ВНИПИэнергопром» г. Москва, Папушкиным В.Н. в журнале «Новости теплоснабжения», №9, 2010 г.

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения и схемы тепловых зон источников тепловой энергии представлены в таблице.

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения в схемах тепловых зон источников тепловой энергии

Теплоисточник	ТЭЦ-9
Площадь действия источника тепла, км <sup>2</sup>	28.9
Число абонентов, шт.	2417
Среднее число абонентов на 1 км <sup>2</sup>	84
Материальная характеристика тепловых сетей, м <sup>2</sup>	117266.5
Стоимость тепловых сетей, млн. руб.	311.19
Удельная стоимость материальной характеристики, руб./м <sup>2</sup>	2653.7
Суммарная присоединённая нагрузка, Гкал/ч	661.2
Теплоплотность зоны действия источника, Гкал/ч *км <sup>2</sup>	22.9
Расчетный перепад температур в т/с, °С	75.4
Оптимальный радиус теплоснабжения, км	4.6
Максимальный радиус теплоснабжения, км	11.2

Алгоритм расчета эффективного радиуса теплоснабжения не учитывает удаленность источников тепловой энергии от основных зон теплоснабжения. Из-за этого результат расчета показывает, что часть потребителей, находящихся в зоне действия источников ТЭЦ-9 не попадает в зону эффективного радиуса теплоснабжения. При этом наличие насосных станций осуществляет увеличение располагаемого напора необходимого для покрытия зоны теплоснабжения с условиями, обеспечивающими требуемые параметры теплоносителя у наиболее удаленных потребителей и позволяет произвести увеличение зон эффективного теплоснабжения, если расход перекачиваемого теплоносителя через насосную станцию составляет не менее 80% от номинальной пропускной способности трубопровода.

Схема тепловой зоны и радиуса эффективного теплоснабжения отображена на рисунке.



Рисунок - Схема тепловых зон и радиус эффективного теплоснабжения ТЭЦ-9

**8. Раздел 2. п.2.2** стр.18 Описание существующих и перспективных зон действия системы теплоснабжения, источников тепловой энергии.

Предложение:

«Имеющаяся многоквартирная застройка, а также административные здания, здания общественного и производственного назначения снабжаются теплом от пяти ЦТП, подключенных к Тепловой Станции "Кондратово"»

изложить в следующей редакции:

«Имеющаяся многоквартирная застройка, а также административные здания, здания общественного и производственного назначения снабжаются теплом от 5-ти ЦТП, подключенных к тепловым сетям зоны действия ТЭЦ-9.»

**9. Раздел 2. п.2.2** стр.18-19 Описание существующих и перспективных зон действия системы теплоснабжения, источников тепловой энергии.

Абзац:

«Деревню Кондратово снабжает тепловой энергией ООО "Тепловая станция "Кондратово", на территории деревни установлено 5 центральных тепловых пункта. ТС "Кондратово" снабжает также тепловой энергией районы города Перми – микрорайон "Парковый" и "Заостровка"»

изложить в следующей редакции:

Поставка тепловой энергии в сетевой воде на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителей дер. Кондратово осуществляется от источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии - Пермская ТЭЦ-9, находящаяся в зоне эксплуатационной ответственности «Пермского» филиала ПАО «Т Плюс».

В качестве резервного источника теплоснабжения для территории д. Кондратово может использоваться тепловая станция «Кондратово». Тепловая станция "Кондратово, расположенная по адресу д. Кондратово, ул. Шоссейная, 23 (основное топливо - природный газ, установленная мощность 400 Гкал/ч, температурный график - 150/70°С).

Филиал «Пермский» ПАО «Т Плюс» является самостоятельным обособленным подразделением ПАО «Т Плюс», расположенным на территории Пермского края и предоставляет интересы ПАО «Т Плюс» во взаимоотношениях со всеми контрагентами и представителями органов власти на территории Пермского края. Филиал «Пермский» ПАО «Т Плюс» так же осуществляет выработку тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителей части Дзержинского, Мотовилихинского, Ленинского, Индустриального, Кировского и Свердловского районов г. Перми.

**10. Раздел 2. п.2.2** стр.19 Описание существующих и перспективных зон действия системы теплоснабжения, источников тепловой энергии.

Абзац:

Тепловая станция "Кондратово, расположенная по адресу д. Кондратово, ул. Шоссейная, 23 (основное топливо - природный газ, установленная мощность 400 Гкал/ч, температурный график - 150/70°С, система теплоснабжения - двухтрубная, закрытая; протяженность тепловых сетей д. Кондратово 7,991 км, из них надземных 3,898 км, подземных 3,944 км; годовая выработка котельной для д. Кондратово 57503 Гкал/год, подключенная тепловая нагрузка по д. Кондратово 25 Гкал/час, из них населения 22,363 Гкал/ч, нужды бюджетных организаций 0,118 Гкал/ч, нужды прочих организаций 2,608 Гкал/ч»

изложить в следующей редакции:

«Пермская ТЭЦ-9, расположенная по адресу г. Пермь, ул. Промышленная, 103. Основное топливо - природный газ. Установленная мощность 1352,8 Гкал/ч. Температурный график работы тепловых сетей - 150/70 °С со срезкой на 135 °С. Система теплоснабжения - двухтрубная, закрытая. Протяженность тепловых сетей д. Кондратово 7,991 км, из них надземных 3,898 км, подземных 3,944 км. Годовая выработка для д. Кондратово 57503 Гкал/год. Тепловая нагрузка д. Кондратово составляет 25 Гкал/час, из них населения 22,363 Гкал/ч, нужды бюджетных организаций 0,118 Гкал/ч, нужды прочих организаций 2,608 Гкал/ч»

**11. Раздел 2. п.2.4**, стр.20 Перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия источников тепловой энергии.

Таблицу 4 изложить в следующей редакции:

Таблица 4. Баланс тепловой мощности

ТЭЦ-9	
2015 год	
Располагаемая тепловая мощность в сетевой воде, Гкал/ч	1224.81
Располагаемая тепловая мощность в паре, Гкал/ч	59.89
Тепловая мощность нетто в сетевой воде, Гкал/ч	1208.59

ТЭЦ-9	
Тепловая мощность нетто в паре, Гкал/ч	1.4
Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	36.899
Присоединенная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч (по договорам)	735.786
Присоединенная тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч (по договорам)	127.726
Присоединенная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч (по договорам)	51.908
Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч (по договорам)	915.419
Присоединенная тепловая нагрузка в паре, Гкал/ч	1.4
Фактически используемая тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	639.805
Фактически используемая тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч	116.299
Фактически используемая тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	27.801
Суммарная фактически используемая тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	783.905
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае выборки заявленной мощности	256.272
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае не выборки заявленной мощности	387.786
<b>2016-2020 гг.</b>	
Тепловая мощность нетто в сетевой воде, Гкал/ч	1208.59
Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	36.899
Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч (по договорам)	915.419
Суммарная фактически используемая тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	783.905
Прирост тепловой мощности источников при эффективном сценарии развития, Гкал/ч	0
Перспективная нагрузка к покрытию на 2016 год, Гкал/ч	29.147
Перспективная нагрузка к покрытию на 2017 год, Гкал/ч	26.645
Перспективная нагрузка к покрытию на 2018 год, Гкал/ч	28.009
Перспективная нагрузка к покрытию на 2019 год, Гкал/ч	31.938
Перспективная нагрузка к покрытию на 2020 год, Гкал/ч	30.52
Нагрузка, возможная к переводу на выработку в комбинированном цикле, Гкал/ч	97
Нагрузка объектов теплоснабжения под снос, Гкал/ч	-0.75
Изменение нагрузки от проведения мероприятий по увеличению энергоэффективности, Гкал/ч	-18.45
Остаток профицита мощности на 1 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности, Гкал/ч	32.21
Остаток профицита мощности на 1 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности, Гкал/ч	163.73
<b>2021-2025 гг.</b>	
Прирост тепловой мощности источников при эффективном сценарии развития, Гкал/ч	0
Перспективная нагрузка к покрытию в рамках эффективного сценария, Гкал/ч	70.359
Нагрузка, возможная к переводу на выработку в комбинированном цикле, Гкал/ч	19.661
Нагрузка объектов теплоснабжения под снос, Гкал/ч	-17.864
Изменение нагрузки от проведения мероприятий по увеличению энергоэффективности, Гкал/ч	-56.792
Остаток профицита мощности на 2 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности	16.851
Остаток профицита мощности на 2 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности	148.365
<b>2026-2032 гг.</b>	
Прирост тепловой мощности источников при эффективном сценарии развития, Гкал/ч	0
Перспективная нагрузка к покрытию в рамках эффективного сценария, Гкал/ч	48.107
Нагрузка, возможная к переводу на выработку в комбинированном цикле, Гкал/ч	0
Нагрузка объектов теплоснабжения под снос, Гкал/ч	-15.376
Изменение нагрузки от проведения мероприятий по увеличению энергоэффективности, Гкал/ч	-32.419
Остаток профицита мощности на 3 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности	16.539
Остаток профицита мощности на 3 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности	148.053

Приведенные данные включают в себя существующую и перспективную тепловую нагрузку д. Кондратово и зоны действия ТЭЦ-9 с учётом мероприятий по энергоэффективности и вывода из эксплуатации аварийного и ветхого жилья зоны действия ТЭЦ-9.

В связи с профицитом тепловой мощности на ТЭЦ-9 исключить мероприятие по строительству новой котельной №1 установленной мощностью 40 Гкал/ч.

**12. Раздел 2. п.2.5,** стр.20 Существующие и перспективные значения установленной тепловой мощности основного оборудования источников тепловой энергии.

Изложить таблицу 5 в следующей редакции:

Таблица 5

Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч		
	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2032 гг.
ТЭЦ-9	1352,8	1352,8	1352,8

**13. Раздел 2. п.2.6,** стр.21 Существующие и перспективные технические ограничения на использование установленной тепловой мощности и значения располагаемой мощности основного оборудования источников тепловой энергии.

Изложить таблицу 6 в следующей редакции:

Таблица 6

Источник	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч
			2015-2032 гг.	
ТЭЦ-9	1352,8	68,10	59,89	1224,81

**14. Раздел 2. п.2.7,** стр.21 Существующие и перспективные затраты тепловой мощности на собственные и хозяйственные нужды источников тепловой энергии.

Изложить таблицу 7 в следующей редакции:

Таблица 7

Источник	Затраты на собственные нужды в сет. воде, Гкал/ч	Затраты на хозяйственные нужды в сет. воде, Гкал/ч	Затраты на собственные нужды в паре, Гкал/ч	Затраты на хозяйственные нужды в паре, Гкал/ч
	2015-2032 гг.			
ТЭЦ-9	12,14	4,08	58,30	0,19

**15. Раздел 2. п.2.8,** стр.21 Значения существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии нетто.

Изложить таблицу 8 в следующей редакции:

Таблица 8

Источник	Существующая мощность нетто в сет. воде, Гкал/ч	Существующая мощность нетто в паре, Гкал/ч	Суммарная мощность нетто, Гкал/ч
	2015-2032 гг.		
ТЭЦ-9	1208,59	1,40	1210

**16. Раздел 2. п.2.9,** стр.22 Значения существующих и перспективных потерь тепловой энергии при ее передаче по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями теплоносителя и указанием затрат на компенсацию этих потерь.

Изложить таблицу 9 в следующей редакции

Таблица 9

Источник	Тепловая зона	Рассматриваемые периоды						
		2014-2018 гг.					2019-2025 гг.	2026-2032 гг.
		2014	2015	2016	2017	2018		
		ТЭЦ-9						
Потери в тепловых сетях	ТЭЦ-9	392,235	309,901	330,012	367,196	367,196	367,196	367,196
Потери в собственной сети		392,235	309,901	326,505	367,196	367,196	367,196	367,196
Потери в сетях других ТСО				3,507	3,394	3,394	3,394	3,394
в % от отпуска тепла в сеть		0,099	0,107	0,123	0,134	0,134	0,130	0,127

**17. Раздел 2. п.2.10,** стр.22 Затраты существующей и перспективной тепловой мощности на хозяйственные нужды тепловых сетей.

Изложить таблицу 10 в следующей редакции

Таблица 10

ТЭЦ-9	Затраты тепловой мощности на хоз. нужды тепловых сетей, Гкал

**18. Раздел 2. п.2.11** стр.22-23 Значения существующей и перспективной резервной тепловой мощности источников теплоснабжения, в том числе источников тепловой энергии, принадлежащих потребителям, и источников тепловой энергии теплоснабжающих организаций, с выделением аварийного резерва и резерва по договорам на поддержание резервной тепловой мощности.

Изложить таблицу 11 в следующей редакции

Таблица 11

ТЭЦ-9	
<b>2015 год</b>	
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае выборки заявленной мощности	256.272
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае не выборки заявленной мощности	387.786
<b>2016-2020 гг.</b>	
Остаток профицита мощности на 1 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности, Гкал/ч	32.21
Остаток профицита мощности на 1 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности, Гкал/ч	163.73
<b>2021-2025 гг.</b>	
Остаток профицита мощности на 2 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности	16.851
Остаток профицита мощности на 2 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности	148.365
<b>2026-2032 гг.</b>	
Остаток профицита мощности на 3 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности	16.539
Остаток профицита мощности на 3 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности	148.053

Приведенные данные включают в себя существующую и перспективную тепловую нагрузку д. Кондратово и зоны действия ТЭЦ-9 с учётом мероприятий по энергоэффективности и вывода из эксплуатации аварийного и ветхого жилья зоны действия ТЭЦ-9.

Исключить таблицу 12 в связи с отсутствием необходимости строительства новой котельной.

**19. Раздел 3. п.3.1,** стр.24 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей.

Изложить таблицу 13 в следующей редакции

Таблица 13

Источник	ТЭЦ-9
Производительность водоподготовительных установок теплоносителя, т/ч	340
Система теплоснабжения	Закрытая
Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей, т/ч	-
Перспективный объем трубопроводов тепловых сетей до 2020 г., м3	74628.0
Перспективный объем трубопроводов тепловых сетей 2021-2025 г., м3	77190.0
Перспективный объем трубопроводов тепловых сетей 2026-2032 г., м3	77271.8
Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции зданий до 2020 г. м3	20708.8
Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции зданий 2021-2025 г., м3	20746.0
Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции зданий 2026-2032 г., м3	22909.3
Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей до 2020 г., т/ч	258.34
Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей 2021-2025 г., т/ч	267.34
Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей 2026-2032 г., т/ч	272.95

Изложить таблицу 14 в следующей редакции

Таблица 14

ТЭЦ-9 (в отношении д. Кондратово)		
Нормативные потери теплоносителя потребителям, м <sup>3</sup> /год	2016-2020 гг.	15750
	2021-2025 гг.	52290
	2026-2032 гг.	99540
Нормативные потери теплоносителя в теплосетях, м <sup>3</sup> /год	2016-2020 гг.	15798
	2021-2025 гг.	50295
	2026-2032 гг.	95743
Нормативные потери теплоносителя на заполнение и испытания сетей, м <sup>3</sup> /год	2016-2020 гг.	1082
	2021-2025 гг.	3593
	2026-2032 гг.	9480
Общие нормативные потери теплоносителя м <sup>3</sup> /год	2016-2020 гг.	32630
	2021-2025 гг.	106178
	2026-2032 гг.	204763

**20. Раздел 3. п.3.2,** стр.26 Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок источников тепловой энергии для компенсации потерь теплоносителя в аварийных режимах работы систем теплоснабжения

Изложить таблицу 15 в следующей редакции

Таблица 15

Наименование источника	ТЭЦ-9
Производительность подпиточного устройства с учетом подачи «сырой» воды, т/ч	1200
Объем баков аккумуляторов, м <sup>3</sup>	130
Объем трубопроводов тепловых сетей и систем отопления и вентиляции зданий до 2020 г., м <sup>3</sup>	93336.8
Объем трубопроводов тепловых сетей и систем отопления и вентиляции зданий 2021-2025 г., м <sup>3</sup>	96936.0
Объем трубопроводов тепловых сетей и систем отопления и вентиляции зданий 2026-2032 г., м <sup>3</sup>	99181.1
Аварийный расход воды для подпитки тепловых сетей до 2020 г., т/ч	1966.7
Аварийный расход воды для подпитки тепловых сетей 2021-2025 г., м <sup>3</sup>	2038.7
Аварийный расход воды для подпитки тепловых сетей 2026-2032 г., м <sup>3</sup>	2083.6

**21. Раздел 4. п.4.1,** стр.26 Предложения по новому строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку.

Весь п. 4.1. изложить в следующей редакции:

В связи с наличием профицита тепловой мощности на ТЭЦ-9, строительство источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения не планируется.

При новом строительстве многоквартирных жилых домов и прочих объектов в пределах радиуса эффективного теплоснабжения ТЭЦ-9, необходимо предусматривать подключение данных потребителей к существующим сетям центрального теплоснабжения д. Кондратово.

Организация теплоснабжения объектов перспективного строительства расположенных в значительной удаленности от существующей системы централизованного теплоснабжения д. Кондратово, планируется организовать индивидуальным теплоснабжением.

**22. Раздел 4. п.4.2,** стр.27 Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающие перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.

Предложение:

«Тепловая станция "Кондратово" не является муниципальным объектом, поэтому самостоятельно планирует реконструкцию»

Изложить в следующей редакции:

«Пермская ТЭЦ-9 не является муниципальным объектом, поэтому самостоятельно планирует реконструкцию»

**23. Раздел 4. п.4.7,** стр.30 Оптимальный температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников в системе теплоснабжения.

Весь п. 4.7. изложить в следующем формате:

Регулирование отпуска тепла качественное, путем изменения температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в соответствии с прогнозируемой температурой наружного воздуха. В тепловых зонах, где режим отпуска тепла задает предприятие ООО «ПСК» (в том числе на ТЭЦ-9), у жилого фонда преобладают двухступенчатые последовательные схемы включения подогревателей ГВС. Отпуск тепла производится по повышенному температурному графику 150-70 °С со срезкой 135 °С, с учетом увеличения располагаемого напора при температурах наружного воздуха ниже чем в точке срезки (регулирование режима в указанном диапазоне количественно-качественное). Температурная надбавка в подающем трубопроводе, в период температур наружного воздуха от точки излома до среднесуточного значения температуры наружного воздуха равным 15 °С, необходима для работы подогревателей ГВС второй ступени, включенных по последовательной схеме. Работа систем теплоснабжения при температурах наружного воздуха ниже точки срезки, определяемая температурой теплоносителя в подающем трубопроводе равная 135 °С, компенсируется отпущенным расходом. Применение более низкого температурного графика отпуска тепла не предоставляется возможным, так как повлечет за собой значительно больший расход сетевой воды, что неудовлетворительно скажется на гидравлических режимах из-за массового перегруза тепловых сетей по пропускной способности, значительного увеличения потребления электроэнергии на привод сетевых насосов теплоисточников и насосных станций.

Наладка теплоиспользующих устройств и абонентских тепловых установок, производится в соответствии с действующим графиком качественного регулирования 150/70 °С. При этом теплоснабжение потребителей при температурах наружного воздуха, соответствующих, либо ниже точки срезки температурного графика, соответствующей значению температуры сетевой воды в подающем трубопроводе 135 °С, производится без изменения регулировки потребительских теплоиспользующих установок. В указанном температурном интервале, компенсация недоотпуска по

параметру качества теплоносителя в виде температуры, производится за счет соответствующего увеличения массового расхода теплоносителя (количественное регулирование).

Здесь следует учитывать, что в связи с разной удаленностью вводных устройств от источников тепловой энергии и ЦТП (что определяет различие температуры прямой сетевой воды на коллекторе источника тепла (тепловыводе ЦТП)) параметры температурного графика для каждой конкретной потребительской теплоиспользующей установки индивидуальны. Вследствие этого, графики регулирования отпуска тепловой энергии для потребителей предусматривают:

1 - безусловное исполнение (выдерживание) проектных параметров подаваемого и возвращаемого теплоносителя, соответствующих требованиям СНиП и санитарно-эпидемиологического законодательства, определенных расчётными режимами соответствующим исполнению базового графика для внутренних систем отопления 95/70 °С. Отклонения от указанного графика, могут быть предусмотрены как проектными решениями (указываются в паспорте на тепловую установку в обязательном порядке), так и техническими условиями на подключение или реконструкцию потребительских теплоиспользующих устройств, выданными и согласованными теплоснабжающими организациями в установленном порядке;

2 - наличие расчетных коэффициентов смешения для потребительских теплоиспользующих установок, подключенных по зависимой схеме и позволяющих выполнять требования по обеспечению графиков подачи тепловой энергии, для внутренних систем теплоснабжения, рассчитанных на основании режимных карт объекта теплоснабжения (в периоде предшествующем ОЗМ);

3 - наличие скорректированного графика подачи тепловой энергии для каждой из систем теплоснабжения, подключенных по независимой схеме, учитывающих перепад температур и скорректированный расход во внутренней системе теплоснабжения, позволяющий поддерживать нормируемое (проектное) значение средней температуры теплоносителя в отопительных приборах;

4 - температуры возвращаемого теплоносителя, учитывающего влияние нагрузки систем горячего водоснабжения для потребительских систем, оснащенных инженерно-техническими устройствами, входящих в состав инфраструктуры объекта теплоснабжения, с помощью которых осуществляется подогрев воды, используемой для нужд горячего водоснабжения.

Температурные графики отпуска тепла ТЭЦ-9 представлен в таблице 18.

Таблица 18.

"СОГЛАСОВАНО"

Тех. директор - гл. инженер ТЭЦ-9

  
А.В. Маруськин  
" " 2015 г.

"УТВЕРЖДАЮ"

Главный инженер  
Пермского филиала ПАО "Т Плюс"

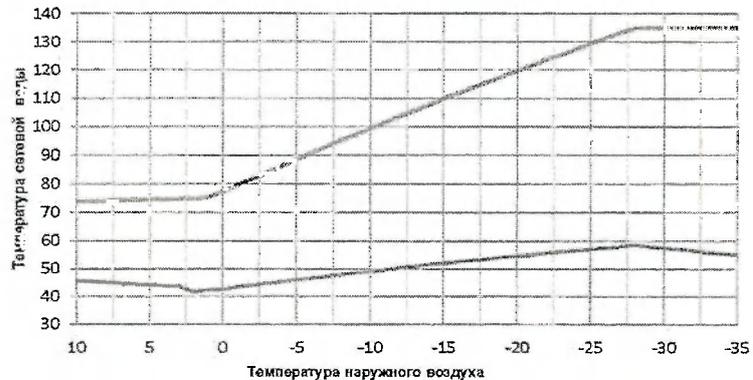
  
А.Ю. Трифонов  
" " 2015 г.

**ГРАФИК**  
**отпуска тепла от ТЭЦ-9 на отопительный сезон 2015 - 2016 г.г.**

Температура наружного воздуха	Температура теплоносителя в подающем т/проводе	Температура теплоносителя в обратном т/проводе
°С	°С	°С
летний	72.0	45.0
10	73.9	46.0
9	74.0	45.6
8	74.2	45.3
7	74.3	44.9
6	74.4	44.6
5	74.5	44.3
4	74.6	44.1
3	74.7	43.8
2	74.8	41.9
1	75.5	42.4
0	77.4	42.8
-1	79.7	43.5
-2	82.0	44.1
-3	84.2	44.8
-4	86.4	45.5
-5	88.6	46.1
-6	90.8	46.7
-7	93.0	47.4
-8	95.2	48.0
-9	97.3	48.6
-10	99.4	49.2
-11	101.5	49.8
-12	103.6	50.3
-13	105.7	50.9
-14	107.8	51.5
-15	109.8	52.0
-16	111.8	52.6
-17	113.9	53.1
-18	115.9	53.6
-19	117.9	54.1
-20	119.8	54.6
-21	121.8	55.2
-22	123.8	55.7
-23	125.7	56.1
-24	127.6	56.6
-25	129.5	57.1
-26	131.4	57.6
-27	133.3	58.1
-28	135.0	58.6
-29	135.0	58.1
-30	135.0	57.6
-31	135.0	57.1
-32	135.0	56.6
-33	135.0	56.1
-34	135.0	55.6
-35	135.0	55.1

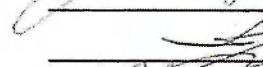
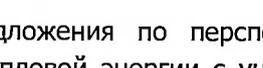
**Примечания**

1. Режим отпуска тепла организуется в соответствии п. 7.3.1 Регламента взаимодействия при оперативном планировании и отпуске тепловой энергии, утв. Приказом ЗАО "КЭС" №125 от 27.06.2013 г.
2. Статическое давление, поддерживаемое в обратном теплопроводе подпиточным устройством ТЭЦ-9 при вынужденном прекращении циркуляции теплоносителя - 65 м.в.ст.
3. Давление в обратном т/проводе регулируется по I тепловыводу (M2-01).
4. Тип температурного графика скорректированный, способ регулирования качественный, в переходный период и в диапазоне температур наружного воздуха от точки срезки, качественно-количественный.
5. Увеличение температуры в подающем трубопроводе в диапазоне температур наружного воздуха от точки излома температурного графика до среднесуточного значения температуры наружного воздуха со значением равным минус 15°С вызвано преобладанием двухступенчатой последовательной схемы подключения подогревателей ГВС у потребителей и работой II ступени подогревателей.
6. На протяжении отопительного периода в диапазоне среднесуточных значений температур наружного воздуха от плюс 1°С до минус 35°С предусмотрена корректировка расхода сетевой воды, не превышающая ± 3% от расчетной величины в соответствии п. 10 регламента взаимодействия при оперативном планировании и отпуске тепловой энергии, утв. Приказом ЗАО "КЭС" №125 от 27.06.2013 г. и ± 5% в соответствии п. 4.11.1 ПТЭ, в зависимости от расходно-напорной характеристики сетевого оборудования источника. Прогнозируемое увеличение расхода сетевой воды обусловлено изменением зоны покрытия источника и направлено на компенсационное поддержание гидравлических режимов - валадочный режим.



Магистраль	Расход (т/час)	Давление на отметке "0" (м.вод.ст.)		Производительность подпиточного устройства (т/час)	
		подающий т/провод	обратный т/провод	нормальная	аварийная
M2-01 M2-02 M2-04 M2-09	9800	135	20	340	1200

Главный инженер ООО "ПСК"  
 Технический директор - главный инженер  
 ООО "ПСК" ОСП "Пермская"  
 Нач. диспетчерской службы ООО "ПСК"  
 Начальник 2 ЭСР ОСП "Пермская"  
 Нач. отдела режимов и персп. план. ООО "ПСК"

  
О.Р. Афлатонов  
  
К.Ю. Морсковатых  
  
Н.С. Полошкин  
  
И.М. Рябов  
  
А.А. Бляхинчев

**24. Раздел 4. п.4.8, стр.33** Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с учетом аварийного и перспективного резерва тепловой мощности

Изложить таблицу 19 в следующей редакции

Таблица 19

ТЭЦ-9	2016-	2021-	2026-
	2020 гг.	2025 гг.	2032 гг.
Установленная мощность, Гкал/ч	1352,8	1352,8	1352,8
Резерв тепловой мощности, Гкал/ч в случае выборки заявленной мощности	32,21	16,851	16,539
Резерв тепловой мощности, Гкал/ч в случае не выборки заявленной мощности	163,73	148,365	148,053
Аварийный резерв тепловой мощности, Гкал/ч	163,73	148,365	148,053

ТЭЦ-9 располагает достаточной тепловой мощностью для бесперебойного обеспечения теплом потребителей и имеет резерв тепловой мощности.

**25. Раздел 5. п.5.3,** стр.34 Предложения по новому строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающие условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения

Весь п. 5.3. изложить в следующем формате:

Строительство и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающие условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии не планируется.

**26. Раздел 6,** стр. 35 Перспективные топливные балансы

Изложить таблицу 21 в следующей редакции:

Таблица 21

Наименование источника	ТЭЦ-9		
	2016-2020 гг.	2021-2025 гг.	2026-2032 гг.
Расчётный расход топлива в зимний период (тонн у.т.)	250935,7	279181,7	291048,7
Расчётный расход топлива в летний период (тонн у.т.)	57571	64051,4	66773,9
Расчётный расход топлива в переходный период (тонн у.т.)	264564,6	294344,7	306856,2
Суммарный расчётный расход топлива за год (тонн у.т.)	573071,2	637577,8	664678,9

**27. Раздел 7,** стр. 35 Инвестиции в новое строительство, реконструкции и техническое перевооружение.

Весь раздел 7 изложить в следующем формате:

Объемы инвестирования в новое строительство, реконструкции и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей определяется инвестиционными программами теплосетевых и теплоснабжающих организаций.

В соответствии с законодательством РФ деятельность в сфере теплоснабжения является регулируемой государством, поэтому источниками финансирования любого из регулируемых видов деятельности являются средства, утверждаемые в тарифах на данный вид деятельности на определенный регулируемый период.

Источниками финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей в зависимости от цели реализации мероприятий могут быть:

1. Амортизационные отчисления, включенные в тарифы на производство и (или) передачу тепловой энергии (мощности);
2. Прибыль на капитальные вложения, включенная в тарифы на производство и (или) передачу тепловой энергии (мощности);

3. Плата за подключение к системе теплоснабжения объектов капитального строительства, получаемая в соответствии с заключенными с заявителями договорами о подключении на основании утвержденных тарифов.

За счет амортизационных отчислений и прибыли на капитальные вложения могут быть профинансированы работы по созданию, реконструкции, техническому перевооружению тепловых сетей, причиной проведения которых (создания, реконструкции) является техническое состояние тепловых сетей и необходимость поддержания надежности теплоснабжения уже подключенных к системе теплоснабжения объектов. Ежегодный объем капитальных вложений ограничен величиной средств, включенных в тарифы организации на соответствующий регулируемый период.

За счет платы за подключение к системе теплоснабжения будут профинансированы работы по созданию, реконструкции, техническому перевооружению тепловых сетей, причиной проведения которых является подключение к системе теплоснабжения новых объектов теплоснабжения. Ежегодный объем капитальных вложений зависит от заключенных с заявителями договоров о подключении к системе теплоснабжения.

## **28. Раздел 8**, стр. 35 Решение об определении единой теплоснабжающей организации.

Весь раздел 8 изложить в следующем формате:

«Согласно Постановлению Правительства РФ № 808 от 08 августа 2012 года «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» пунктов 7-10 и статьи 2 ФЗ №190 «О теплоснабжении», основными критериями при определении единой теплоснабжающей организации (ЕТО) являются:

✓ владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;

✓ размер собственного капитала;

✓ способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;

- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более или органа местного самоуправления при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

Сравнительный анализ критериев определения единых теплоснабжающих организаций в приделах территориальной целостности Кондратовского сельского поселения с наличием централизованной системы теплоснабжения (д. Кондратово):

✓ Организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии – отсутствуют. Источник тепловой энергии ТЭЦ-9 находящийся в зоне

эксплуатационной ответственности «Пермского» филиала ПАО «Т Плюс» не входит в границы территориальной целостности Кондратовского сельского поселения;

- ✓ Организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями – ООО «Пермская сетевая компания». На правах аренды, ООО «Пермская сетевая компания» обслуживает порядка 8 км магистральных и распределительных тепловых сетей д. Кондратово;
- ✓ Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения. Данным требованиям в полном объеме соответствует организация ООО «Пермская сетевая компания». Так же следует отметить тот факт, что доля отпуска тепловой энергии ООО «Пермская сетевая компания» составляет 100 % от общего теплоснабжения всей д. Кондратово.

На основании представленных материалов схемы теплоснабжения Кондратовского сельского поселения, схемой теплоснабжения, в отношении определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО), **присвоен статус ЕТО** в пределах территориальной целостности Кондратовского сельского поселения с наличием централизованной системы теплоснабжения (д. Кондратово) – **ООО «Пермская сетевая компания»**.

#### **29. Глава 1. Часть 1, стр. 38** Функциональная структура теплоснабжения.

Всю Главу 1. Часть 1 изложить в следующем формате:

«Поставка тепловой энергии в сетевой воде на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителей дер. Кондратово осуществляется от источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии - Пермская ТЭЦ-9, находящаяся в зоне эксплуатационной ответственности «Пермского» филиала ПАО «Т Плюс».

Филиал «Пермский» ПАО «Т Плюс» является самостоятельным обособленным подразделением ПАО «Т Плюс», расположенным на территории Пермского края и предоставляет интересы ПАО «Т Плюс» во взаимоотношениях со всеми контрагентами и представителями органов власти на территории Пермского края. Филиал «Пермский» ПАО «Т Плюс» так же осуществляет выработку тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителей части Дзержинского, Мотовилихинского, Ленинского, Индустриального, Кировского и Свердловского районов г. Перми.

«Пермская ТЭЦ-9, расположенная по адресу г. Пермь, ул. Промышленная, 103. Основное топливо - природный газ. Установленная мощность 1352,8 Гкал/ч. Температурный график работы тепловых сетей - 150/70 °С. Система теплоснабжения - двухтрубная, закрытая. Протяженность тепловых сетей д. Кондратово 7,991 км, из них надземных 3,898 км, подземных 3,944 км. Годовая выработка для д. Кондратово 57503 Гкал/год. Тепловая нагрузка д. Кондратово составляет 25 Гкал/час, из них населения 22,363 Гкал/ч, нужды бюджетных организаций 0,118 Гкал/ч, нужды прочих организаций 2,608 Гкал/ч»

Тепловые сети расположенные в пределах границ территориальной целостности «Кондратовского сельского поселения», переданы в аренду ООО «Пермская сетевая компания» на основании договора аренды. «ООО «Пермская сетевая компания» выступающая как организация, эксплуатирующая тепловые сети дер. Кондратово и осуществляющая поставку тепловой энергии потребителям дер. Кондратово, приобретает и транспортирует её от источника тепловой энергии и тепловым сетям «Пермского» филиала ПАО «Т Плюс».

Децентрализованное теплоснабжение дер. Кондратово в большей степени распространено в частом секторе на значительном расстоянии от существующей системы централизованного теплоснабжения.

Таблица 22.

Система теплоснабжения	В пределах границ территориальной целостности дер. Кондратово		
	Длина трубопроводов теплосети, м	Материальная характеристика, м*м	Подключённая нагрузка, Гкал/ч
ТЭЦ-9	7991,35	3378,1	25,089

**а) зона действия производственных котельных**

В пределах границ территориальной целостности «Кондратовского сельского поселения» производственных котельных не выявлено.

Пермская ТЭЦ-9 расположена по адресу г. Пермь, ул. Промышленная, 103 и осуществляет выработку тепловой энергии на нужды отопления и горячего водоснабжения потребителям дер. Кондратово, части Дзержинского, Индустриального и Ленинского районов города.

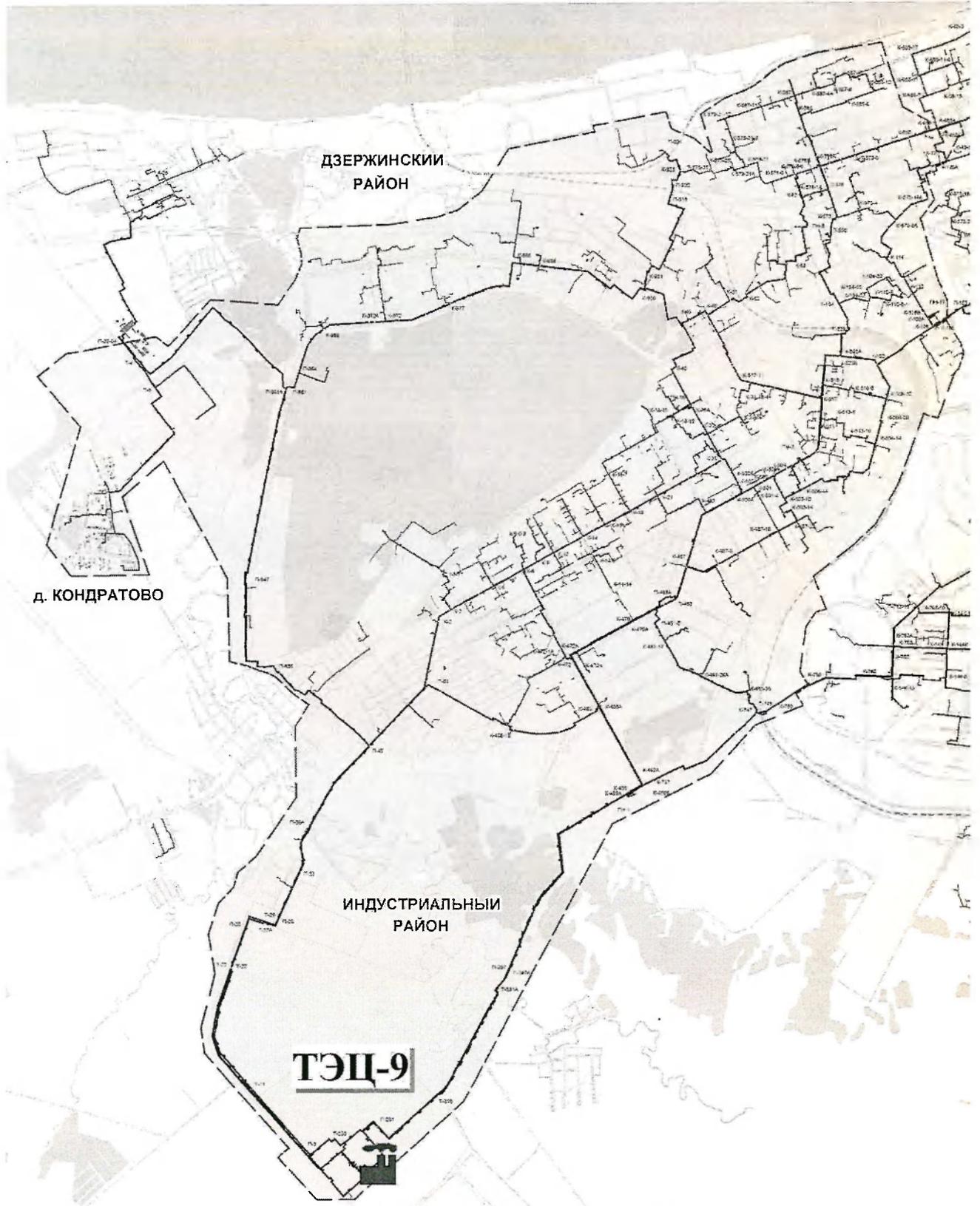


Рисунок 4 - зона действия Пермской ТЭЦ-9

**б) зоны действия индивидуального теплоснабжения**

В дер. Кондратово помимо централизованного теплоснабжения имеются участки частной застройки, теплоснабжение которых осуществляется на базе индивидуальных теплогенераторов, работающих на газовом и твердом топливе»

Всю Главу 1. Часть 2 изложить в следующем формате:

Теплоснабжение д. Кондратово осуществляется от источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Пермская ТЭЦ-9.

Структура основного оборудования ТЭЦ-9

Источник	Турбогенераторы	Энергетические котлы	Водогрейные котлы
ТЭЦ-9	ПТ-25-90/10	ТП-230-2	ПТВМ-100
	ПТ-30-90/10	ТП-230-2**	ПТВМ-180
	Р-25-90/18	ТП-230-2	ПТВМ-180
	ПТ-65-130/13	ТП-230-2	-
	Т-100/120-130-2	ТП-41**	-
	Р-50-130-1*	ТМ-84	-
	Т-100/120-130-3	ТГМ-84/А	-
	-	ТГМ-96/А	-
	-	ТГМ-96/Б	-
	-	ТГМ-96/Б	-
	-	ТГМ-96/Б	-
ГТУ-165	КУ (Ед-227/50-10,6/1,64-515/291-15,1)		-

Параметры установленной тепловой мощности оборудования ТЭЦ-9

Тип оборудования	Оборудование	Станционный номер	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
ТЭЦ-9			
ТГ	ПТ-25-90/10	1	104,4
ТГ	ПТ-30-90/10	2	104,4
ТГ	Р-25-90/18	3	164
ТГ	ПТ-65-130/13	6	139
ТГ	Т-100/120-130-2	9	160
ТГ	Р-50-130-1	10	188
ТГ	Т-100/120-130-3	11	175
ВК	ПТВМ-100	1	100
ВК	ПТВМ-180	2	180
ВК	ПТВМ-180	3	180
КУ (ГТУ)	Ед-227/50-10,6/1,64-515/291-15,1	12	46
С учетом вывода из эксплуатации паровой турбины Р-50-130-1 ст. №10 (ТГ-10) с 01.10.2016			1352,8
<b>Итого:</b>			

Технические характеристики подогревателей сетевой воды ТЭЦ-9

Станционный №	Тип подогревателя	Номинальное давление пара/воды, кгс/см <sup>2</sup>	Расход воды, т/ч	Максимальный нагрев воды, °С
ТЭЦ-9				
1	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
2	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
3	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
4	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
5	ПСВ-315-3-23	3/23	1130	50
1	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80

Станционный №	Тип подогревателя	Номинальное давление пара/воды, кгс/см <sup>2</sup>	Расход воды, т/ч	Максимальный нагрев воды, °С
2	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
3	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
4	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80
5	ПСВ-315-14-23	14/23	1130	80

#### Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности ТЭЦ-9

Источник	Существующие ограничения, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в паре, Гкал/ч	Существующая располагаемая мощность в сетевой воде, Гкал/ч
ТЭЦ-9	68,10	59,89	1224,81

Объем потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды, параметры тепловой мощности нетто ТЭЦ-9

Источник	Затраты на собственные нужды в сет. воде, Гкал/ч	Затраты на хозяйственные нужды в сет. воде, Гкал/ч	Затраты на собственные нужды в паре, Гкал/ч	Затраты на хозяйственные нужды в паре, Гкал/ч	Существующая мощность нетто, Гкал/ч
ТЭЦ-9	12,14	4,08	58,30	0,19	1210

#### Года ввода в эксплуатацию оборудования ТЭЦ-9

Тип оборудования	Оборудование	Станционный номер	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Год ввода в эксплуатацию
ТЭЦ-9				
ТГ	ПТ-25-90/10	1	104.4	01.03.1957
ТГ	ПТ-30-90/10	2	104.4	01.06.1957
ТГ	Р-25-90/18	3	164	01.12.1957
ТГ	ПТ-65-130/13	6	139	01.12.1960
ТГ	Т-100/120-130-2	9	160	01.12.1973
ТГ	Р-50-130-1	10	188	01.12.1975
ТГ	Т-100/120-130-3	11	175	01.08.1978
ВК	ПТВМ-100	1	100	1969
ВК	ПТВМ-180	2	180	1971
ВК	ПТВМ-180	3	180	1972
КУ (ГТУ)	Ед-227/50-10,6/1,64-515/291-15,1	12	46,5	2014

#### Описание схемы выдачи тепловой мощности ТЭЦ-9.

Основное теплотехническое оборудование станции расположено в котлотурбинном цехе (КТЦ):

- В машинном зале установлено семь турбоагрегатов;
- В котельном отделении установлены десять энергетических паровых котлов и три водогрейных котла.

С 01 июня 2014 года произошло увеличение электрической и тепловой мощности станции, за счет ввода в эксплуатацию оборудования расширяемой части, состав которого состоит из котла

утилизатора типа Ед-227/50-10,6/1,64-515/291-15,1 производства «ЭМАльянс» и газовой турбины типа ГТЭ-160 ЛМЗ.

Существующая схема теплосети по выдаче тепла городу включает в себя:

- Две ТУ с ухудшенным вакуумом ст. №№ 1,2;
- Оборудование 1-ой и 2-ой бойлерных;
- Сетевые насосы водогрейных котлов;
- Собственно водогрейные котлы;
- Две теплофикационные ТУ ст. №№ 9,11;
- Установку подпитки теплосети, включающую в себя деаэраторы теплосети, подпиточные насосы и три регулятора давления с расходомерными шайбами.

Установки подогрева сетевой воды Пермской ТЭЦ-9 делятся на группы:

Бойлерную установку №1 с оборудованием: конденсатор ТГ№1; основные и пиковые бойлера № №1,2; сетевые насосы №1,2; конденсатные насосы бойлеров №1,2, а также подпиточные насосы №1,2, деаэратор подпитки теплосети №1; подпиточный узел.

Бойлерную установку №2 с оборудованием: конденсатор ТГ №2; основные и пиковые бойлера №3,4,5; сетевые насосы №3,4,6,9; конденсатные насосы бойлеров №3,4; подкачивающие сетевые насосы №5,6, а также подпиточные насосы № 3,4, и деаэратор подпитки теплосети №2; подпиточный узел.

Теплофикационные ТУ ст. № № 9,11, в состав каждой из которых входят: подогреватели сетевой воды ПСГ № 1,2; конденсатные насосы ПСГ (КН ПСГ); подпорные насосы (СПН); деаэраторы подпитки теплосети №3,4, подпиточные насосы №5,6,7; подпиточный узел.

Водогрейные котлы и сетевые насосы №7-13 выделены в отдельную группу.

Все установки подогрева сетевой воды работают на четыре тепловывода ТЭЦ и связаны между собой перемычками на тепловыводах.

Нормальная схема работы установок подогрева сетевой воды считается, когда I, II, IV, V вывода теплосети работают параллельно.

Для каждой группы сетевых насосов (СН-1,2; СН-3,4,6,9; СН-7-13) предусмотрена установка высоковольтных преобразователей частоты типа ВПЧА для электродвигателя, который выполняет регулирование давления на тепловыводах ТЭЦ.

Режим работы теплофикационных установок (давление в подающих и обратных трубопроводах и температура в подающем трубопроводе) поддерживается в соответствии с заданием диспетчера теплосети.

Система теплоснабжения – закрытая.

При существенном профиците мощности источника, а также продолжающемуся высвобождению мощностей парового цикла, эффективное развитие схемы теплоснабжения, во многом определяется возможностью дозагрузки данного источника с увеличением КИУМ базового источника тепла.

Среднегодовая загрузка оборудования ТЭЦ-9

Источник теплоснабжения	КИУМ (тепловой), %		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
ТЭЦ-9	28.85	29.57	24.75

По всем источникам ПАО «Т Плюс» учет тепла отпущенного в тепловые сети ведется по коммерческим приборам учета оборудованных системами передачи сигналов по системам телеизмерений.

Информация по статистике отказов и восстановления оборудования источников тепловой энергии не предоставлена.

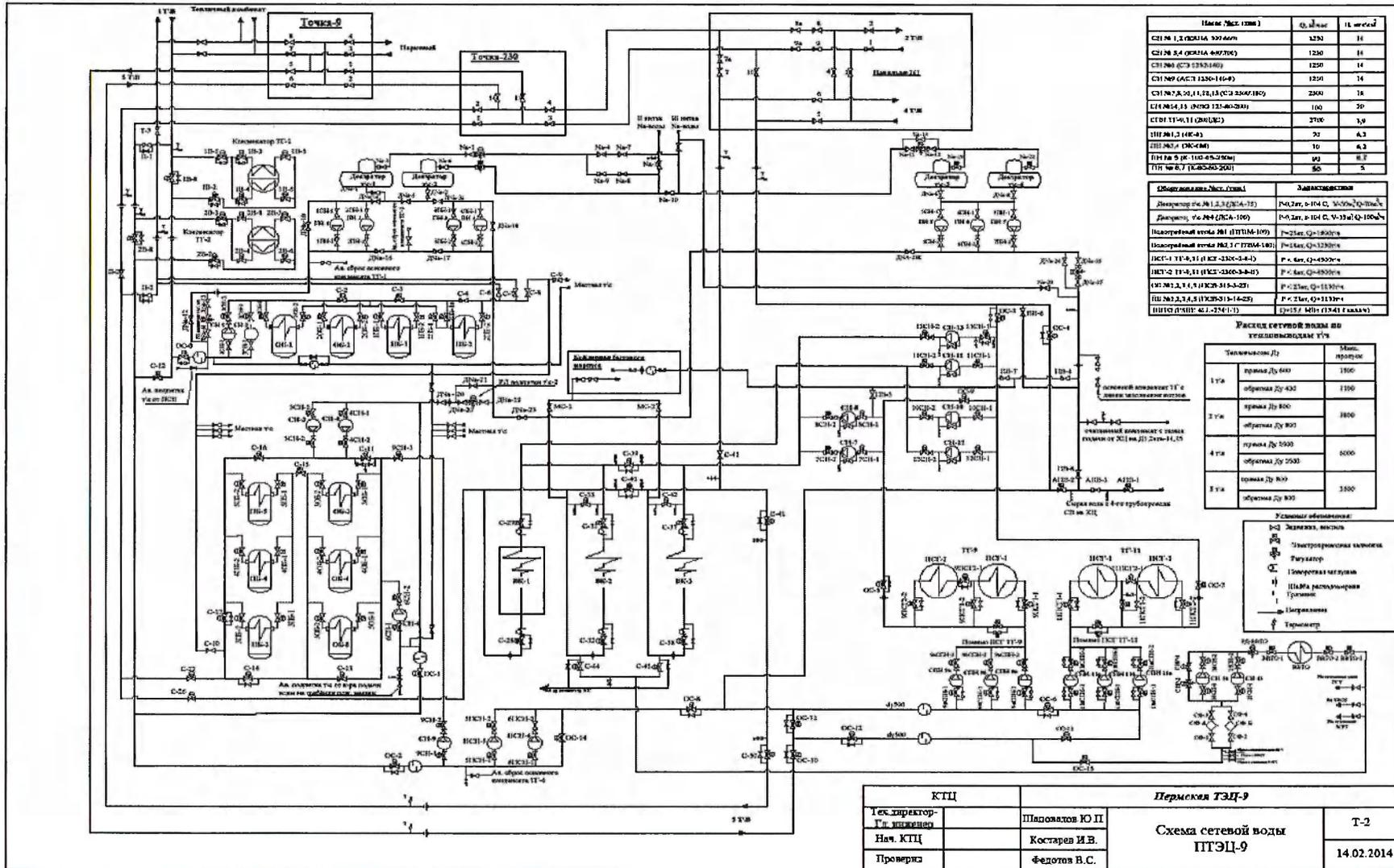
Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии отсутствуют.

Перечень целевых показателей эффективности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии – ТЭЦ-9.

Пермская ТЭЦ-9			2010	2011	2012	2013	2014	2015
1.	Установленная электрическая мощность турбоагрегатов ТЭЦ	МВт	447.0	410.0	410.0	410.0	575.0	575.0
2.	Установленная тепловая мощность ТЭЦ, в т.ч.	Гкал/ч	1633.8	1494.8	1494.8	1494.8	1540,8	1540,8
2.1.	отопительных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	452.0	452.0	452.0	452.0	464.79	464.79
2.2.	производственных отборов турбоагрегатов	Гкал/ч	200,0	200,0	200,0	200,0	233.21	233.21
2.3.	турбоагрегатов с противодавлением	Гкал/ч	491,0	352,0	352,0	352,0	352.0	352.0
2.4.	встроенных конденсационных пучков	Гкал/ч	30,8	30,8	30,8	30,8	30.8	30.8
2.5.	пиковых водогрейных котлоагрегатов	Гкал/ч	460,0	460,0	460,0	460,0	460.0	460.0
2.6.	редукционных охлаждающих установок (РОУ), работающих на сетевые пиковые подогреватели	Гкал/ч	0	0	0	0	0	0
3.	УРУТ на выработку электроэнергии, в т.ч.:	г.у.т/кВт-ч	233,73	247,01	248,37	268.73	240,12	217,19
3.1.	на выработку электроэнергии в теплофикационном режиме	г.у.т/кВт-ч	168.45	170.81	167.34	189.64	224,11	228,02
3.2.	на выработку электроэнергии в конденсационном режиме	г.у.т/кВт-ч	373.24	390.53	374.39	420.66	532,80	535,10
5.	УРУТ на отпуск электроэнергии с шин ТЭЦ	г.у.т/кВт-ч	265.55	281.80	283.64	310.39	269,04	243,33
6.	УРУТ на отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ	кг.у.т/Гкал	179.74	182.40	182.57	184.52	184,36	182,6
7.	Проектный часовой коэффициент теплофикации ( $Q_{\text{тах турбин}}/Q_{\text{тах тэц}}$ )- проект	б/р	0.72	0.69	0.69	0.69	0.67	0.67
8.	Фактический часовой коэффициент теплофикации ( $Q_{\text{тах турбин}}/Q_{\text{тах тэц}}$ )- факт	б/р	0.92	0.88	0.91	0.94	0.92	0.71
9.	Фактический годовой коэффициент теплофикации ( $Q_{\text{год турбин}}/Q_{\text{год тэц}}$ )- факт	б/р	0.93	0.92	0.87	0.90	0.96	0.95
10.	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%	55.0	60.2	57.9	54.6	51.96	41.51
11.	Коэффициент использования установленной тепловой мощности	%		46.0	41.6			

			42.6			44.0	42.4	35.2
--	--	--	------	--	--	------	------	------

# Схема выдачи тепловой мощности ТЭЦ-9



Наим. (Мат. эквив.)	Q, MW	lt, m³/sec
СЭМ 1,2 (СЭМ1А 50740т)	250	11
СЭМ 2,4 (СЭМ2А 60720т)	120	14
СЭМ3 (СЭМ3А60т)	120	14
СЭМ4 (СЭМ4А 120т110т)	120	14
СЭМ 5,6,7,8,9,10,11 (СЭМ5-10т)	200	18
СЭМ12,13 (СЭМ12-10т20т)	100	20
СЭМ14 (СЭМ14А 120т110т)	200	18
СЭМ15 (СЭМ15А 120т110т)	200	18
СЭМ16 (СЭМ16А 120т110т)	200	18
СЭМ17 (СЭМ17А 120т110т)	200	18
СЭМ18 (СЭМ18А 120т110т)	200	18
СЭМ19 (СЭМ19А 120т110т)	200	18
СЭМ20 (СЭМ20А 120т110т)	200	18
СЭМ21 (СЭМ21А 120т110т)	200	18
СЭМ22 (СЭМ22А 120т110т)	200	18
СЭМ23 (СЭМ23А 120т110т)	200	18
СЭМ24 (СЭМ24А 120т110т)	200	18
СЭМ25 (СЭМ25А 120т110т)	200	18
СЭМ26 (СЭМ26А 120т110т)	200	18
СЭМ27 (СЭМ27А 120т110т)	200	18
СЭМ28 (СЭМ28А 120т110т)	200	18
СЭМ29 (СЭМ29А 120т110т)	200	18
СЭМ30 (СЭМ30А 120т110т)	200	18

Оборудование, Мат. эквив.	Зависимость
Двигатель СЭМ 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30	Р-0,2ат, D-104 С, 300% Q-100%
Двигатель СЭМ 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18,19,20,21,22,23,24,25,26,27,28,29,30	Р-0,2ат, D-104 С, 300% Q-100%
Исполнительный вентиль ИВ1 (ИВМ-100)	Р-2ат, Q-100%
Исполнительный вентиль ИВ2 (ИВМ-100)	Р-2ат, Q-100%
ИВ3-1 ИВ3-2 ИВ3-3 ИВ3-4 ИВ3-5 ИВ3-6 ИВ3-7 ИВ3-8 ИВ3-9 ИВ3-10 ИВ3-11 ИВ3-12 ИВ3-13 ИВ3-14 ИВ3-15 ИВ3-16 ИВ3-17 ИВ3-18 ИВ3-19 ИВ3-20 ИВ3-21 ИВ3-22 ИВ3-23 ИВ3-24 ИВ3-25 ИВ3-26 ИВ3-27 ИВ3-28 ИВ3-29 ИВ3-30 ИВ3-31 ИВ3-32 ИВ3-33 ИВ3-34 ИВ3-35 ИВ3-36 ИВ3-37 ИВ3-38 ИВ3-39 ИВ3-40 ИВ3-41 ИВ3-42 ИВ3-43 ИВ3-44 ИВ3-45 ИВ3-46 ИВ3-47 ИВ3-48 ИВ3-49 ИВ3-50 ИВ3-51 ИВ3-52 ИВ3-53 ИВ3-54 ИВ3-55 ИВ3-56 ИВ3-57 ИВ3-58 ИВ3-59 ИВ3-60 ИВ3-61 ИВ3-62 ИВ3-63 ИВ3-64 ИВ3-65 ИВ3-66 ИВ3-67 ИВ3-68 ИВ3-69 ИВ3-70 ИВ3-71 ИВ3-72 ИВ3-73 ИВ3-74 ИВ3-75 ИВ3-76 ИВ3-77 ИВ3-78 ИВ3-79 ИВ3-80 ИВ3-81 ИВ3-82 ИВ3-83 ИВ3-84 ИВ3-85 ИВ3-86 ИВ3-87 ИВ3-88 ИВ3-89 ИВ3-90 ИВ3-91 ИВ3-92 ИВ3-93 ИВ3-94 ИВ3-95 ИВ3-96 ИВ3-97 ИВ3-98 ИВ3-99 ИВ3-100	Р-0,2ат, Q-100%
ИВ101 ИВ102 ИВ103 ИВ104 ИВ105 ИВ106 ИВ107 ИВ108 ИВ109 ИВ110 ИВ111 ИВ112 ИВ113 ИВ114 ИВ115 ИВ116 ИВ117 ИВ118 ИВ119 ИВ120 ИВ121 ИВ122 ИВ123 ИВ124 ИВ125 ИВ126 ИВ127 ИВ128 ИВ129 ИВ130 ИВ131 ИВ132 ИВ133 ИВ134 ИВ135 ИВ136 ИВ137 ИВ138 ИВ139 ИВ140 ИВ141 ИВ142 ИВ143 ИВ144 ИВ145 ИВ146 ИВ147 ИВ148 ИВ149 ИВ150 ИВ151 ИВ152 ИВ153 ИВ154 ИВ155 ИВ156 ИВ157 ИВ158 ИВ159 ИВ160 ИВ161 ИВ162 ИВ163 ИВ164 ИВ165 ИВ166 ИВ167 ИВ168 ИВ169 ИВ170 ИВ171 ИВ172 ИВ173 ИВ174 ИВ175 ИВ176 ИВ177 ИВ178 ИВ179 ИВ180 ИВ181 ИВ182 ИВ183 ИВ184 ИВ185 ИВ186 ИВ187 ИВ188 ИВ189 ИВ190 ИВ191 ИВ192 ИВ193 ИВ194 ИВ195 ИВ196 ИВ197 ИВ198 ИВ199 ИВ200	Р-0,2ат, Q-100%
ИВ201 ИВ202 ИВ203 ИВ204 ИВ205 ИВ206 ИВ207 ИВ208 ИВ209 ИВ210 ИВ211 ИВ212 ИВ213 ИВ214 ИВ215 ИВ216 ИВ217 ИВ218 ИВ219 ИВ220 ИВ221 ИВ222 ИВ223 ИВ224 ИВ225 ИВ226 ИВ227 ИВ228 ИВ229 ИВ230 ИВ231 ИВ232 ИВ233 ИВ234 ИВ235 ИВ236 ИВ237 ИВ238 ИВ239 ИВ240 ИВ241 ИВ242 ИВ243 ИВ244 ИВ245 ИВ246 ИВ247 ИВ248 ИВ249 ИВ250 ИВ251 ИВ252 ИВ253 ИВ254 ИВ255 ИВ256 ИВ257 ИВ258 ИВ259 ИВ260 ИВ261 ИВ262 ИВ263 ИВ264 ИВ265 ИВ266 ИВ267 ИВ268 ИВ269 ИВ270 ИВ271 ИВ272 ИВ273 ИВ274 ИВ275 ИВ276 ИВ277 ИВ278 ИВ279 ИВ280 ИВ281 ИВ282 ИВ283 ИВ284 ИВ285 ИВ286 ИВ287 ИВ288 ИВ289 ИВ290 ИВ291 ИВ292 ИВ293 ИВ294 ИВ295 ИВ296 ИВ297 ИВ298 ИВ299 ИВ300	Р-0,2ат, Q-100%
ИВ301 ИВ302 ИВ303 ИВ304 ИВ305 ИВ306 ИВ307 ИВ308 ИВ309 ИВ310 ИВ311 ИВ312 ИВ313 ИВ314 ИВ315 ИВ316 ИВ317 ИВ318 ИВ319 ИВ320 ИВ321 ИВ322 ИВ323 ИВ324 ИВ325 ИВ326 ИВ327 ИВ328 ИВ329 ИВ330 ИВ331 ИВ332 ИВ333 ИВ334 ИВ335 ИВ336 ИВ337 ИВ338 ИВ339 ИВ340 ИВ341 ИВ342 ИВ343 ИВ344 ИВ345 ИВ346 ИВ347 ИВ348 ИВ349 ИВ350 ИВ351 ИВ352 ИВ353 ИВ354 ИВ355 ИВ356 ИВ357 ИВ358 ИВ359 ИВ360 ИВ361 ИВ362 ИВ363 ИВ364 ИВ365 ИВ366 ИВ367 ИВ368 ИВ369 ИВ370 ИВ371 ИВ372 ИВ373 ИВ374 ИВ375 ИВ376 ИВ377 ИВ378 ИВ379 ИВ380 ИВ381 ИВ382 ИВ383 ИВ384 ИВ385 ИВ386 ИВ387 ИВ388 ИВ389 ИВ390 ИВ391 ИВ392 ИВ393 ИВ394 ИВ395 ИВ396 ИВ397 ИВ398 ИВ399 ИВ400	Р-0,2ат, Q-100%
ИВ401 ИВ402 ИВ403 ИВ404 ИВ405 ИВ406 ИВ407 ИВ408 ИВ409 ИВ410 ИВ411 ИВ412 ИВ413 ИВ414 ИВ415 ИВ416 ИВ417 ИВ418 ИВ419 ИВ420 ИВ421 ИВ422 ИВ423 ИВ424 ИВ425 ИВ426 ИВ427 ИВ428 ИВ429 ИВ430 ИВ431 ИВ432 ИВ433 ИВ434 ИВ435 ИВ436 ИВ437 ИВ438 ИВ439 ИВ440 ИВ441 ИВ442 ИВ443 ИВ444 ИВ445 ИВ446 ИВ447 ИВ448 ИВ449 ИВ450 ИВ451 ИВ452 ИВ453 ИВ454 ИВ455 ИВ456 ИВ457 ИВ458 ИВ459 ИВ460 ИВ461 ИВ462 ИВ463 ИВ464 ИВ465 ИВ466 ИВ467 ИВ468 ИВ469 ИВ470 ИВ471 ИВ472 ИВ473 ИВ474 ИВ475 ИВ476 ИВ477 ИВ478 ИВ479 ИВ480 ИВ481 ИВ482 ИВ483 ИВ484 ИВ485 ИВ486 ИВ487 ИВ488 ИВ489 ИВ490 ИВ491 ИВ492 ИВ493 ИВ494 ИВ495 ИВ496 ИВ497 ИВ498 ИВ499 ИВ500	Р-0,2ат, Q-100%
ИВ501 ИВ502 ИВ503 ИВ504 ИВ505 ИВ506 ИВ507 ИВ508 ИВ509 ИВ510 ИВ511 ИВ512 ИВ513 ИВ514 ИВ515 ИВ516 ИВ517 ИВ518 ИВ519 ИВ520 ИВ521 ИВ522 ИВ523 ИВ524 ИВ525 ИВ526 ИВ527 ИВ528 ИВ529 ИВ530 ИВ531 ИВ532 ИВ533 ИВ534 ИВ535 ИВ536 ИВ537 ИВ538 ИВ539 ИВ540 ИВ541 ИВ542 ИВ543 ИВ544 ИВ545 ИВ546 ИВ547 ИВ548 ИВ549 ИВ550 ИВ551 ИВ552 ИВ553 ИВ554 ИВ555 ИВ556 ИВ557 ИВ558 ИВ559 ИВ560 ИВ561 ИВ562 ИВ563 ИВ564 ИВ565 ИВ566 ИВ567 ИВ568 ИВ569 ИВ570 ИВ571 ИВ572 ИВ573 ИВ574 ИВ575 ИВ576 ИВ577 ИВ578 ИВ579 ИВ580 ИВ581 ИВ582 ИВ583 ИВ584 ИВ585 ИВ586 ИВ587 ИВ588 ИВ589 ИВ590 ИВ591 ИВ592 ИВ593 ИВ594 ИВ595 ИВ596 ИВ597 ИВ598 ИВ599 ИВ600	Р-0,2ат, Q-100%

Температура Ду	Масс. расход
1 Ум	1500
2 Ум	1500
3 Ум	1500
4 Ум	1500
5 Ум	1500

- Условные обозначения:
- Зеркало, насос
  - Электроприводная задвижка
  - Регулятор
  - Электромагнитная задвижка
  - Пневмо-распределитель
  - Термометр

КТЦ		Пермская ТЭЦ-9	
Тек. директор	Шолохов Ю П	Схема сетевой воды ПТЭЦ-9	T-2
Нач. КТЦ	Костарев И.В.		14.02.2014
Проверил	Федотов В.С.		

**31. Глава 1. Часть 3,** стр. 43 Тепловые сети, сооружения на них и тепловые пункты

Заменить словосочетание «ТС Кондратово» на словосочетание «Зона действия ТЭЦ-9 в пределах территориальной целостности д. Кондратово».

**32. Глава 1. Часть 5,** стр.47 п. б) Распределение тепловых нагрузок по источникам.

Таблицу 26 изложить в следующей редакции

Таблица 26

Источник теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединённая тепловая нагрузка д. Кондратово, Гкал/ч	Присоединённая тепловая нагрузка по источнику в сетевой воде, Гкал/ч
ТЭЦ-9	1352,8	25,089	915,149

**33. Глава 1. Часть 6,** стр.48 Балансы тепловой мощности и тепловых нагрузок в зонах действия источников тепловой энергии.

Таблицу 27 изложить в следующей редакции

Таблица 27

ТЭЦ-9	
2015 год	
Располагаемая тепловая мощность в сетевой воде, Гкал/ч	1224.81
Располагаемая тепловая мощность в паре, Гкал/ч	59.89
Тепловая мощность нетто в сетевой воде, Гкал/ч	1208.59
Тепловая мощность нетто в паре, Гкал/ч	1.4
Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	36.899
Присоединенная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч (по договорам)	735.786
Присоединенная тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч (по договорам)	127.726
Присоединенная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч (по договорам)	51.908
Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч (по договорам)	915.419
Присоединенная тепловая нагрузка в паре, Гкал/ч	1.4
Фактически используемая тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	639.805
Фактически используемая тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч	116.299
Фактически используемая тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	27.801
Суммарная фактически используемая тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	783.905
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае выборки заявленной мощности	256.272
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае не выборки заявленной мощности	387.786

Приведенные данные включают в себя существующую и перспективную тепловую нагрузку д. Кондратово и зоны действия ТЭЦ-9 с учётом мероприятий по энергоэффективности и вывода из эксплуатации аварийного и ветхого жилья зоны действия ТЭЦ-9.

**34. Глава 1. Часть 7,** стр.48 Баланс теплоносителя

Таблицу 28 изложить в следующей редакции:

Таблица 28

Наименование источника	ТЭЦ-9
Установленная мощность, Гкал/ч	1352,800
Подключенная нагрузка (договора), Гкал/ч	915,419

Наименование источника	ТЭЦ-9
Расход сетевой воды, м3/ч	8600
Норм. утечки сетевой воды, м3/ч	258,34
Производительность водоподготовительных установок в штатном режиме, м3/ч	340
Производительность водоподготовительных установок в аварийном режиме, м3/ч	1330

### 35. Глава 1. Часть 8, стр.48 Топливный баланс

Всю главу 1. Часть 8 изложить в следующей редакции

Годовое количество используемого основного топлива и его вид по ТЭЦ-9

Наименование источника	Вид основного топлива	Объем потребления основного вида топлива, газ (тыс. м3), мазут, уголь (т)
ТЭЦ-9	Природный газ	616 293

Резервное и аварийное топливо по ТЭЦ-9

Наименование источника	Вид резервного и аварийного топлива
ТЭЦ-9	Мазут

Характеристики топлива поставляемого на ТЭЦ-9

Источник	Вид топлива	Показатель	Значение
ТЭЦ-9	мазут	W (%)	0.01
		ρ	9779
		Sp (%)	1.7
	природный газ	Q p н	7955
		плотн.	0.677
		W (г/м3)	0.6643
	отбензиненный газ	ρ	9221
		плотн.	0.9352
		z	0.75
	газ местных месторождений	Q p н	8504
		плотн.	0.8901
		W (г/м3)	7.064
топливный газ	ρ	8231	
	плотн.	0.906	

Поставка топлива в период стояния температур наружного воздуха близких к расчетным за последние годы

Дата, Тнв, °С	Источник	Газ природный, тыс. м3	Газ отбензиненный, тыс. м3	Газ топливный, тыс. м3	Газ местных месторождений, тыс. м3	Мазут топочный, тонн
18.01.2013; -21,9	ТЭЦ-9	2956,227	616,578	216,830	715,996	0
30.01.2014; -28,9	ТЭЦ-9	2763,428	586,098	67,354	619,314	0
23.01.2015; -27,2	ТЭЦ-9	2499,389	961,150	27,095	358,538	0

Расчет нормативных запасов аварийных видов топлива по ТЭЦ-9

Наименование электростанции, котельной	Вид топлива	Неснижаемый нормативный запас топлива	Нормативный запас вспомогательного топлива	Нормативный эксплуатационный запас топлива	Общий нормативный запас топлива	Нормативный запас аварийного топлива
ТЭЦ-9	мазут	2.180	-	3.090	5.270	-

### **36. Глава 1. Часть 9, стр.48 Надежность теплоснабжения**

Всю Главу 1. Часть 9 изложить в следующем формате:

Показатели, определяемые в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.

Нормативная надежность тепловых сетей в соответствии с СНиП 41-02-2003 составляет  $R_{тс} \sim 0,9$ . Для ее достижения предусматривается применение для устройства тепловых сетей современных материалов - трубопроводов и фасонных частей с заводской изоляцией из пенополиуретана с полиэтиленовой оболочкой. Так же такие трубопроводы оборудуются системой контроля состояния тепловой изоляции, что позволяет своевременно и с большой точностью определять места утечек теплоносителя и, соответственно, участки разрушения элементов тепловой сети.

Запорная арматура, установленная на ответвлениях тепловых сетей и на подводящих трубопроводах к потребителям, позволяет отключать аварийные участки с сохранением работоспособности других участков системы теплоснабжения. Нормативная надежность источника теплоты в соответствии с СНиП 41-02-2003 составляет  $R_{ит} = 0,97$

Для обеспечения надежности системы теплоснабжения в котельной предусматривается установка не менее двух котлов, производительность которых выбрана из расчета покрытия максимальных тепловых нагрузок при выходе одного котла из строя.

Дублируются так же сетевые и подпитывающие насосы. Имеются аварийные запасы подпитывающей воды.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что показатель надежности тепловых сетей в теплорайоне ТЭЦ-9 на период до 2032 года будет соответствовать нормативному значению.

### **37. Глава 1. Часть 10, стр.50 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций**

Всю Главу 1. Часть 10 изложить в следующем формате:

Основные технико-экономические показатели

Теплоснабжающая организация	Протяженность ТС в однострубнои исчислении, км.	Кол-во ТЭЦ	Кол-во котельных	Количество ЦТП	Численность ППП, чел.	структура тарифа, % в НВВ					
						Затраты на топливо	Затраты на покупную теплоэнергию	Затраты на передачу теплоэнергии	Затраты на персонал	Затраты на ремонт	Прочие затраты
ООО "Пермская сетевая компания"	509.826			298	1 161	0.00	75.38	4.83	8.29	0.77	10.74
ПАО "Т Плюс"	550.778	4	2	2	924	66.84	0.08	0.41	6.16	5.46	21.05

Отпуск тепловой энергии теплоснабжающих организаций

Теплоснабжающая организация	ПО тэ 2013 года,	ПО тэ 2014 года,	ПО тэ 2015 года,	ПО тэ 2016
	тыс. Гкал	тыс. Гкал	тыс. Гкал	года, тыс. Гкал
	факт	факт	ожд.	ожд.
ПАО "Т Плюс"	3740,75	3902,29	3266,65	2560,12
Отборный пар				
- от 2,5 до 7,0 кг/кв.см	153,57	142,52	160,10	142,49
ОАО "Энергетик - ПМ"	49,38	47,21	53,61	47,18
ОАО "ПАО "Инкар"	33,07	31,63	35,91	31,63
ООО "Камский кабель"	45,36	44,94	49,69	44,94
ОАО "Элиз"	14,39	9,77	10,80	9,77
прочие	11,37	8,97	10,08	8,97
- от 7,0 до 13,0 кг/кв.см	98,45	98,01	100,62	98,01
ОАО "ГалоПолимер Пермь"	92,68	91,53	92,93	91,53
прочие	5,78	11,28	7,69	6,47
- свыше 13,0 кг/кв.см	1811,69	1929,2	954,10	0,00
ООО "Лукойл - ПНОС"	1472,5	1520,15	751,80	0,00
ООО "ПЭРК"	338,95	409,05	202,30	0,00
прочие	0,24	0,24	0,00	0,00
- острый и редуцированный	40,58	40,82	42,98	40,82
ООО "Камский кабель"	40,58	40,82	42,98	40,82
- горячая вода с коллекторов промышленным потребителям				
	197,86	222,83	231,63	222,42
ОАО "Энергетик - ПМ"	117,6	149,74	155,62	149,74
ООО "ГалоПолимер Пермь"	67,36	71,11	70,19	71,11
прочие	12,9	1,98	5,82	1,56
- горячая вода с коллекторов в тепловую сеть	6042,28	6716,54	6418,58	6859,52
- расход теплоэнергии на хозяйственные нужды	42,22	47,81	48,32	48,27
-покупка тепловой энергии	54,32	46,42	57,35	

Теплоснабжающая организация	ПО тэ 2013 года, тыс. Гкал	ПО тэ 2014 года, тыс. Гкал	ПО тэ 2015 года, тыс. Гкал	ПО тэ 2016 года, тыс. Гкал
-потери тепловой энергии в сетях ПАО "Т Плюс"	788,79	1081,79	579,67	778,19
-потери тепловой энергии в сетях организаций, оказывающих ПАО "Т Плюс" услуги по транспортировке тепловой энергии			175,91	207,99
- горячая вода из сетей потребителям ОАО "ТГК-9"	1438,61	1468,92	1777,23	2056,39
Пермский узел теплоснабжения	1319,92	1347,04	1397,17	1353,56
Закамский узел теплоснабжения	118,69	121,88	380,06	702,84
- горячая вода, поставляемая в сети ООО "ПСК"	3814,88	4165,83	3885,76	3816,95
ООО "Пермская сетевая компания"				
-покупка тепловой энергии от источников ПАО "Т Плюс"	3814,88	4165,83	3885,76	3816,95
-покупка тепловой энергии от прочих источников	1058,62	583,01	760,05	387,47
-потери тепловой энергии в сети	517,88	480,42	354,32	348,54
- горячая вода из сетей	4355,63	4268,41	4291,49	3855,88
ООО "Пермская сетевая компания" (ОСП "Котельные")				
- горячая вода из сетей		128,43	293,38	293,40
ПАО "Т Плюс" + ООО "ПСК"	8096,38	8299,14	7851,51	6565,79
в т.ч. горячая вода из тепловых сетей (с учетом ввода объектов нового строительства)	5794,24	5737,33	6362,10	6205,67

Выручка теплоснабжающих организаций (тыс. руб.)

	2013 год	2014 год	2015 год	2016 год
ПАО "Т Плюс"	2 887 454	3 322 831	3 063 928	2 915 226
ООО "Пермская сетевая компания"	4 967 088	5 532 211	6 159 333	6 025 947

**38. Глава 1. Часть 11,** стр.50 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.

Исключить рисунок 6 в связи с неактуальными данными. Таблицу 31 изложить в следующем формате

Теплоснабжающая организация	2012 (с 01.09.2012)		2013 (с 01.07.2013)		2014 (с 01.07.2014)		2015 (с 01.07.2015)		2016 (с 01.07.2016)	
	тариф, руб./Гкал	рост, %								
ООО "Пермская сетевая компания"	1 084,80	105,5	1 232,33	113,6	1 291,48	104,8	1 422,57	110,2	1 489,43	104,7

**39. Глава 2, стр.51 Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения**

Изложить таблицу 32 в следующем формате

ТЭЦ-9	
<b>2015 год</b>	
Располагаемая тепловая мощность в сетевой воде, Гкал/ч	1224.81
Располагаемая тепловая мощность в паре, Гкал/ч	59.89
Тепловая мощность нетто в сетевой воде, Гкал/ч	1208.59
Тепловая мощность нетто в паре, Гкал/ч	1.4
Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	36.899
Присоединенная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч (по договорам)	735.786
Присоединенная тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч (по договорам)	127.726
Присоединенная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч (по договорам)	51.908
Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч (по договорам)	915.419
Присоединенная тепловая нагрузка в паре, Гкал/ч	1.4
Фактически используемая тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	639.805
Фактически используемая тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч	116.299
Фактически используемая тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	27.801
Суммарная фактически используемая тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	783.905
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае выборки заявленной мощности	256.272
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае не выборки заявленной мощности	387.786
<b>2016-2020 гг.</b>	
Тепловая мощность нетто в сетевой воде, Гкал/ч	1208.59
Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	36.899
Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч (по договорам)	915.419
Суммарная фактически используемая тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	783.905
Прирост тепловой мощности источников при эффективном сценарии развития, Гкал/ч	0
Перспективная нагрузка к покрытию на 2016 год, Гкал/ч	29.147
Перспективная нагрузка к покрытию на 2017 год, Гкал/ч	26.645
Перспективная нагрузка к покрытию на 2018 год, Гкал/ч	28.009
Перспективная нагрузка к покрытию на 2019 год, Гкал/ч	31.938
Перспективная нагрузка к покрытию на 2020 год, Гкал/ч	30.52
Нагрузка, возможная к переводу на выработку в комбинированном цикле, Гкал/ч	97
Нагрузка объектов теплоснабжения под снос, Гкал/ч	-0.75
Изменение нагрузки от проведения мероприятий по увеличению энергоэффективности, Гкал/ч	-18.45
Остаток профицита мощности на 1 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности, Гкал/ч	32.21
Остаток профицита мощности на 1 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности, Гкал/ч	163.73
<b>2021-2025 гг.</b>	
Прирост тепловой мощности источников при эффективном сценарии развития, Гкал/ч	0
Перспективная нагрузка к покрытию в рамках эффективного сценария, Гкал/ч	70.359
Нагрузка, возможная к переводу на выработку в комбинированном цикле, Гкал/ч	19.661
Нагрузка объектов теплоснабжения под снос, Гкал/ч	-17.864
Изменение нагрузки от проведения мероприятий по увеличению энергоэффективности, Гкал/ч	-56.792
Остаток профицита мощности на 2 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности	16.851
Остаток профицита мощности на 2 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности	148.365
<b>2026-2032 гг.</b>	
Прирост тепловой мощности источников при эффективном сценарии развития, Гкал/ч	0
Перспективная нагрузка к покрытию в рамках эффективного сценария, Гкал/ч	48.107
Нагрузка, возможная к переводу на выработку в комбинированном цикле, Гкал/ч	0

ТЭЦ-9	
Нагрузка объектов теплоснабжения под снос, Гкал/ч	-15.376
Изменение нагрузки от проведения мероприятий по увеличению энергоэффективности, Гкал/ч	-32.419
Остаток профицита мощности на 3 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности	16.539
Остаток профицита мощности на 3 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности	148.053

ТЭЦ-9 располагает достаточной тепловой мощностью для бесперебойного обеспечения теплом потребителей и имеет резерв тепловой мощности.

Приведенные данные включают в себя существующую и перспективную тепловую нагрузку д. Кондратово и зоны действия ТЭЦ-9 с учётом мероприятий по энергоэффективности и вывода из эксплуатации аварийного и ветхого жилья зоны действия ТЭЦ-9.

#### 40. Глава 4, стр. 52 Перспективные балансы тепловой мощности

Весь раздел изложить в следующем формате:

Баланс тепловой мощности

ТЭЦ-9	
2015 год	
Располагаемая тепловая мощность в сетевой воде, Гкал/ч	1224.81
Располагаемая тепловая мощность в паре, Гкал/ч	59.89
Тепловая мощность нетто в сетевой воде, Гкал/ч	1208.59
Тепловая мощность нетто в паре, Гкал/ч	1.4
Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	36.899
Присоединенная тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч (по договорам)	735.786
Присоединенная тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч (по договорам)	127.726
Присоединенная тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч (по договорам)	51.908
Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч (по договорам)	915.419
Присоединенная тепловая нагрузка в паре, Гкал/ч	1.4
Фактически используемая тепловая нагрузка отопления, Гкал/ч	639.805
Фактически используемая тепловая нагрузка ГВС ср., Гкал/ч	116.299
Фактически используемая тепловая нагрузка вентиляции, Гкал/ч	27.801
Суммарная фактически используемая тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	783.905
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае выборки заявленной мощности	256.272
Профицит тепловой мощности, Гкал/ч в случае не выборки заявленной мощности	387.786
2016-2020 гг.	
Тепловая мощность нетто в сетевой воде, Гкал/ч	1208.59
Потери тепловой мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	36.899
Суммарная присоединенная тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч (по договорам)	915.419
Суммарная фактически используемая тепловая нагрузка в сетевой воде, Гкал/ч	783.905
Прирост тепловой мощности источников при эффективном сценарии развития, Гкал/ч	0
Перспективная нагрузка к покрытию на 2016 год, Гкал/ч	29.147
Перспективная нагрузка к покрытию на 2017 год, Гкал/ч	26.645
Перспективная нагрузка к покрытию на 2018 год, Гкал/ч	28.009
Перспективная нагрузка к покрытию на 2019 год, Гкал/ч	31.938
Перспективная нагрузка к покрытию на 2020 год, Гкал/ч	30.52
Нагрузка, возможная к переводу на выработку в комбинированном цикле, Гкал/ч	97
Нагрузка объектов теплоснабжения под снос, Гкал/ч	-0.75
Изменение нагрузки от проведения мероприятий по увеличению энергоэффективности, Гкал/ч	-18.45
Остаток профицита мощности на 1 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности, Гкал/ч	32.21
Остаток профицита мощности на 1 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности, Гкал/ч	163.73

ТЭЦ-9	
2021-2025 гг.	
Прирост тепловой мощности источников при эффективном сценарии развития, Гкал/ч	0
Перспективная нагрузка к покрытию в рамках эффективного сценария, Гкал/ч	70.359
Нагрузка, возможная к переводу на выработку в комбинированном цикле, Гкал/ч	19.661
Нагрузка объектов теплоснабжения под снос, Гкал/ч	-17.864
Изменение нагрузки от проведения мероприятий по увеличению энергоэффективности, Гкал/ч	-56.792
Остаток профицита мощности на 2 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности	16.851
Остаток профицита мощности на 2 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности	148.365
2026-2032 гг.	
Прирост тепловой мощности источников при эффективном сценарии развития, Гкал/ч	0
Перспективная нагрузка к покрытию в рамках эффективного сценария, Гкал/ч	48.107
Нагрузка, возможная к переводу на выработку в комбинированном цикле, Гкал/ч	0
Нагрузка объектов теплоснабжения под снос, Гкал/ч	-15.376
Изменение нагрузки от проведения мероприятий по увеличению энергоэффективности, Гкал/ч	-32.419
Остаток профицита мощности на 3 очередь, Гкал/ч при выборке заявленной мощности	16.539
Остаток профицита мощности на 3 очередь, Гкал/ч при не выборке заявленной мощности	148.053

ТЭЦ-9 располагает достаточной тепловой мощностью для бесперебойного обеспечения теплом потребителей и имеет резерв тепловой мощности.

Приведенные данные включают в себя существующую и перспективную тепловую нагрузку д. Кондратово и зоны действия ТЭЦ-9 с учётом мероприятий по энергоэффективности и вывода из эксплуатации аварийного и ветхого жилья зоны действия ТЭЦ-9.

Расчёт отпуска тепловой энергии									
Источник	Тепловая зона	Рассматриваемые периоды							
		2014-2018 гг.					2019-2025 гг.	2026-2032 гг.	
		2014	2015	2016	2017	2018			
ПТЭЦ-9									
Производство теплоэнергии	Тепловая зона ТЭЦ-9	3 990,821	2 917,644	2 712,847	2 757,508	2 757,508	2 836,959	2 908,102	
Расход теплоэнергии на собственные (производственные) нужды (без учета расходов на производство прочей продукции)									
Отпуск теплоэнергии с коллекторов		3 990,821	2 917,644	2 712,847	2 757,508	2 757,508	2 836,959	2 908,102	
в т.ч. по долгосрочным нерегулируемым договорам									
Расход теплоэнергии на хозяйственные нужды (без учета расходов на производство прочей продукции)		19,798	18,940	19,929	19,929	19,929	19,929	19,929	
Отпуск теплоэнергии в сеть		3 971,023	2 898,704	2 692,918	2 737,579	2 737,579	2 817,030	2 888,173	
Потери в тепловых сетях		392,235	309,901	330,012	367,196	367,196	367,196	367,196	
Потери в собственной сети		392,235	309,901	326,505	367,196	367,196	367,196	367,196	
Потери в сетях других ТСО				3,507	3,394	3,394	3,394	3,394	
- в % от отпуска тепла в сеть		0,099	0,107	0,123	0,134	0,134	0,130	0,127	
Полезный отпуск теплоэнергии в т.ч.		3 578,788	2 588,803	2 362,906	2 370,382	2 370,382	2 449,834	2 520,977	
Горячая вода из сетей		1 642,071	1 622,722	2 355,383	2 367,610	2 367,610	2 447,062	2 518,205	
в т.ч. ООО"ПСК"		1 214,012	1 389,000	1 832,770	1 849,252	1 849,252	1 911,309	1 966,876	
в т.ч. прочие		428,059	233,722	522,613	518,358	518,358	535,753	551,329	







**41. Глава 5**, стр. 53 Перспективные балансы производительности ВПУ

Изложить таблицу 34 в следующем формате

Таблица 34

Источник	ТЭЦ-9
Производительность водоподготовительных установок теплоносителя, т/ч	340
Система теплоснабжения	Закрытая
Максимальное потребление теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей, т/ч	-
Перспективный объем трубопроводов тепловых сетей до 2020 г., м <sup>3</sup>	74628.0
Перспективный объем трубопроводов тепловых сетей 2021-2025 г., м <sup>3</sup>	77190.0
Перспективный объем трубопроводов тепловых сетей 2026-2032 г., м <sup>3</sup>	77271.8
Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции зданий до 2020 г. м <sup>3</sup>	20708.8
Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции зданий 2021-2025 г., м <sup>3</sup>	20746.0
Объем тепловых сетей системы отопления и вентиляции зданий 2026-2032 г., м <sup>3</sup>	22909.3
Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей до 2020 г., т/ч	258.34
Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей 2021-2025 г., т/ч	267.34
Расчетный часовой расход воды для подпитки тепловых сетей 2026-2032 г., т/ч	272.95

**42. Глава 6**, стр. 53 Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.

Всю главу 6 изложить в следующем формате:

«Реконструкция Пермской ТЭЦ-9 выполняется в период 2012-2016 гг. с целью увеличения выработки электрической энергии в дефицитном Пермско-Закамском электрическом узле. На Пермской ТЭЦ-9 произведено строительство блока ГТУ с котлом-утилизатором. Дата ввода объекта в эксплуатацию – 2013 год. Монтаж и ввод в эксплуатацию блока ГТУ с котлом-утилизатором на ТЭЦ-9 дополнительно позволило увеличить располагаемую мощность источника в сетевой воде до 938,38 Гкал/ч.

Состав основного оборудования ТЭЦ-9 представлен в таблице.

Состав основного оборудования ТЭЦ-9

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Марка оборудования	Производительность оборудования	Производитель
Газовая турбина	1	ГТЭ-160	Номинальная мощность - 167,1 МВт	ОАО "Силовые
Генератор	1	ТЗФГ-180-2МУЗ	S=211,8 МВА	ОАО "Силовые машины"
Котел-утилизатор	1	E-229/51-10,7/1,56-515/291	Контур ВД - 228,9 т/ч; 515,0°С; 108,8 кгс/см <sup>2</sup> Контур НД - 49,86 т/ч; 291,3°С; 17,0 кгс/см <sup>2</sup>	ОАО "ЭМАльянс"

В 2015 году на ТЭЦ-9 запланирован вывод энергетического котла типа ТП-230 ст.№2, снижение мощности по сетевой воде отсутствует.

Энергетический котел ст. №2 на ТЭЦ-9 выводится из эксплуатации по причине избыточных резервов паровой мощности с целью снижения постоянных расходов на его содержание и ремонты.

Расчет существующего парового резерва ПТЭЦ-9 первой очереди 90 ата:

- суммарный номинальный расход свежего пара на турбоагрегаты составляет 720 т/ч (ТГ-1, Dmax=215 т/ч; ТГ-2, Dmax=215 т/ч; ТГ-3 Dmax=290 т/ч);

- суммарная номинальная паропроизводительность энергетических котлов составляет 1147 т/ч

(К-1, Дк=230 т/ч; К-2, Дк=230 т/ч; К-3, Дк=230 т/ч; К-4, Дк=230 т/ч; КУ ГТУ-165, Дк=227

Таким образом, при выводе из эксплуатации энергетического котла ст. №2 паропроизводительностью 230 т/ч паровой резерв составит:  $1147 \text{ т/ч} - 720 \text{ т/ч} - 230 \text{ т/ч} = 197 \text{ т/ч}$ .

Мероприятие по выводу энергетического котла типа ТП-230 ст.№2 реализовано.

С 01.10.2016 г. планируется вывод из эксплуатации паровой турбины Р-50-130-1 ст. №10 на Пермской ТЭЦ-9 (ТГ-10)»

#### **43. Глава 9, стр. 54 Оценка надёжности теплоснабжения**

Всю главу 9 изложить в следующем формате:

«Показатели, определяемые в соответствии с методическими указаниями по расчету уровня надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг для организаций, осуществляющих деятельность по производству и (или) передаче тепловой энергии.

Нормативная надежность тепловых сетей в соответствии с СНиП 41-02-2003 составляет  $R_{тс} \sim 0,9$ . Для ее достижения предусматривается применение для устройства тепловых сетей современных материалов - трубопроводов и фасонных частей с заводской изоляцией из пенополиуретана с полиэтиленовой оболочкой. Так же такие трубопроводы оборудуются системой контроля состояния тепловой изоляции, что позволяет своевременно и с большой точностью определять места утечек теплоносителя и, соответственно, участки разрушения элементов тепловой сети.

Запорная арматура, установленная на ответвлениях тепловых сетей и на подводящих трубопроводах к потребителям, позволяет отключать аварийные участки с сохранением работоспособности других участков системы теплоснабжения. Нормативная надежность источника теплоты в соответствии с СНиП 41-02-2003 составляет  $R_{ит} = 0,97$ .

Для обеспечения надежности системы теплоснабжения в котельной предусматривается установка не менее двух котлов, производительность которых выбрана из расчета покрытия максимальных тепловых нагрузок при выходе одного котла из строя.

Дублируются так же сетевые и подпитывающие насосы. Имеются аварийные запасы подпитывающей воды.

Результат расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей показывает, что показатель надежности тепловых сетей в теплорайоне ТЭЦ-9 на период до 2032 года будет соответствовать нормативному значению»

#### **44.Глава 10, стр.54 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение**

Всю главу 10 изложить в следующем формате:

Объемы инвестирования в новое строительство, реконструкции и техническое перевооружение источников тепловой энергии и тепловых сетей определяется инвестиционными программами теплосетевых и теплоснабжающих организаций.

В соответствии с законодательством РФ деятельность в сфере теплоснабжения является регулируемой государством, поэтому источниками финансирования любого из регулируемых видов деятельности являются средства, утверждаемые в тарифах на данный вид деятельности на определенный регулируемый период.

Источниками финансирования мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей в зависимости от цели реализации мероприятий могут быть:

1. Амортизационные отчисления, включенные в тарифы на производство и (или) передачу тепловой энергии (мощности);
2. Прибыль на капитальные вложения, включенная в тарифы на производство и (или) передачу тепловой энергии (мощности);
3. Плата за подключение к системе теплоснабжения объектов капитального строительства, получаемая в соответствии с заключенными с заявителями договорами о подключении на основании утвержденных тарифов.

За счет амортизационных отчислений и прибыли на капитальные вложения могут быть профинансированы работы по созданию, реконструкции, техническому перевооружению тепловых сетей, причиной проведения которых (создания, реконструкции) является техническое состояние тепловых сетей и необходимость поддержания надежности теплоснабжения уже подключенных к системе теплоснабжения объектов. Ежегодный объем капитальных вложений ограничен величиной средств, включенных в тарифы организации на соответствующий регулируемый период.

За счет платы за подключение к системе теплоснабжения будут профинансированы работы по созданию, реконструкции, техническому перевооружению тепловых сетей, причиной проведения которых является подключение к системе теплоснабжения новых объектов теплоснабжения. Ежегодный объем капитальных вложений зависит от заключенных с заявителями договоров о подключении к системе теплоснабжения.

**45. Глава 11** Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации изложить в следующей редакции:

Всю Главу 11 изложить в следующем формате:

«Согласно Постановлению Правительства РФ № 808 от 08 августа 2012 года «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» пунктов 7-10 и статьи 2 ФЗ №190 «О теплоснабжении», основными критериями при определении единой теплоснабжающей организации (ЕТО) являются:

- ✓ владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- ✓ размер собственного капитала;
- ✓ способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

В случае если на территории поселения, городского округа существуют несколько систем теплоснабжения, уполномоченные органы вправе:

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию.

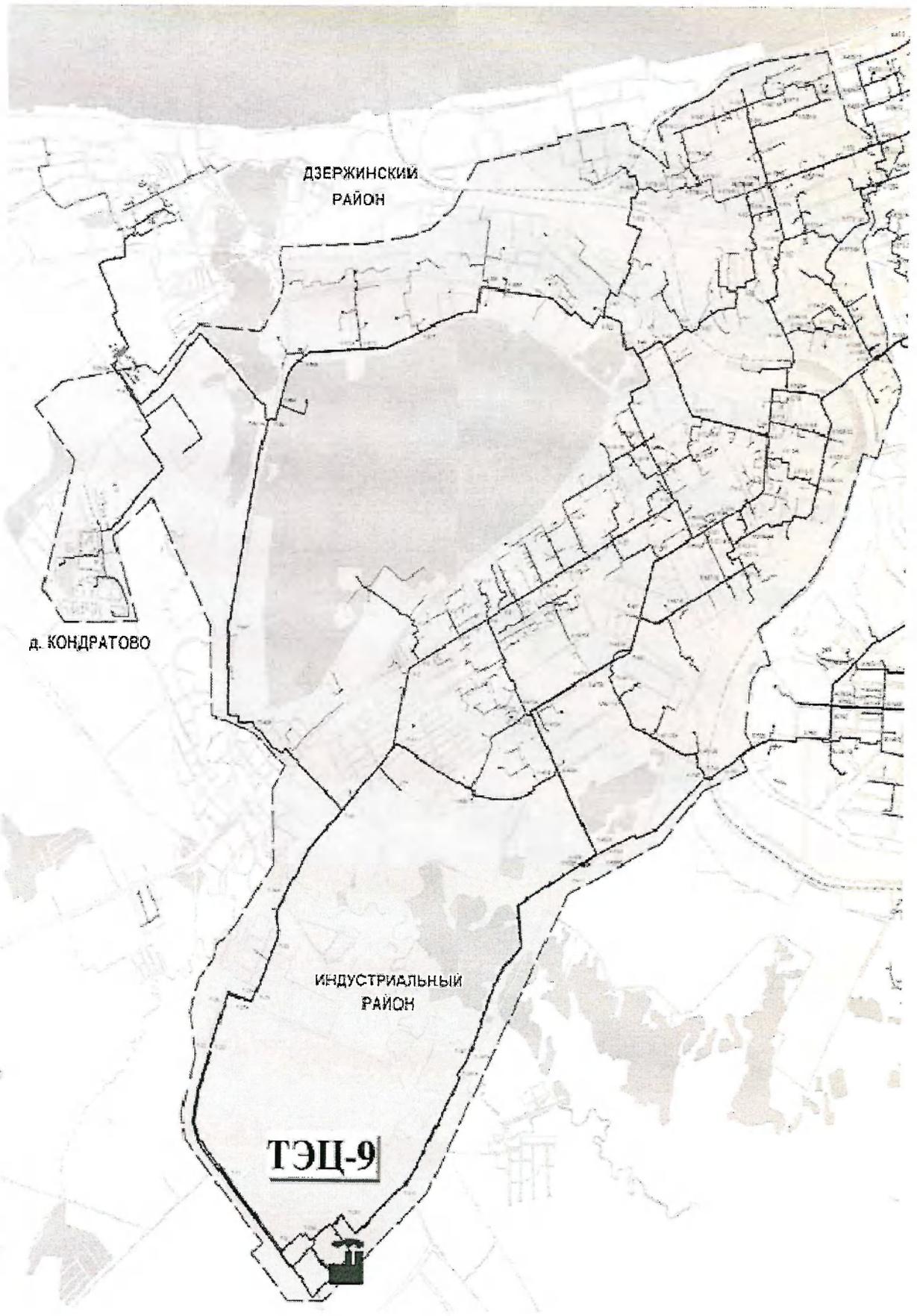
Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти в отношении городов с населением 500 тысяч человек и более или органа местного самоуправления при утверждении схемы теплоснабжения поселения, городского округа.

Сравнительный анализ критериев определения единых теплоснабжающих организаций в пределах территориальной целостности Кондратовского сельского поселения с наличием централизованной

системы теплоснабжения (д. Кондратово):

- ✓ Организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии – отсутствуют. Источник тепловой энергии ТЭЦ-9 находящийся в зоне эксплуатационной ответственности «Пермского» филиала ПАО «Т Плюс» не входит в границы территориальной целостности Кондратовского сельского поселения;
- ✓ Организации, владеющие на праве собственности или ином законном основании тепловыми сетями – ООО «Пермская сетевая компания». На правах аренды, ООО «Пермская сетевая компания» обслуживает порядка 8 км магистральных и распределительных тепловых сетей д. Кондратово;
- ✓ Способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения определяется наличием у организации технических возможностей и квалифицированного персонала по наладке, мониторингу, диспетчеризации, переключениям и оперативному управлению гидравлическими и температурными режимами системы теплоснабжения. Данным требованиям в полном объеме соответствует организация ООО «Пермская сетевая компания». Так же следует отметить тот факт, что доля отпуска тепловой энергии ООО «Пермская сетевая компания» составляет 100 % от общего теплоснабжения всей д. Кондратово.

На основании представленных материалов схемы теплоснабжения Кондратовского сельского поселения, схемой теплоснабжения, в отношении определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО), **присвоен статус ЕТО** в пределах территориальной целостности Кондратовского сельского поселения с наличием централизованной системы теплоснабжения (д. Кондратово) – **ООО «Пермская сетевая компания»**.



ДЗЕРЖИНСКИЙ  
РАЙОН

д. КОНДРАТОВО

ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ  
РАЙОН

**ТЭЦ-9**

