

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ
К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО
ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД)

ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ В СФЕРЕ
ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ
ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ЭНЕРГОИСТОЧНИКИ ГОРОДА

СОСТАВ ДОКУМЕНТОВ

Наименование документа	Шифр
Схема теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа до 2030 г. (актуализация на 2016 год)	30401.СТ-ПСТ.000.000.
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения	
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.001.000.
Приложение 1. Энергоисточники города	30401.ОМ-ПСТ.001.001.
Приложение 2. Тепловые сети города	30401.ОМ-ПСТ.001.002.
Приложение 3. Тепловые нагрузки потребителей города	30401.ОМ-ПСТ.001.003.
Приложение 4. Данные для анализа фактического теплопотребления	30401.ОМ-ПСТ.001.004.
Приложение 5. Данные по температурам наружного воздуха. Температурные графики	30401.ОМ-ПСТ.001.005.
Приложение 6. Данные для анализа гидравлических и температурных режимов отпуска тепла	30401.ОМ-ПСТ.001.006.
Приложение 7. Повреждаемость трубопроводов. Исходные данные	30401.ОМ-ПСТ.001.007.
Приложение 8. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.001.008.
Глава 2. Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.002.000.
Приложение 1. Характеристика существующей и перспективной застройки и тепловой нагрузки по элементам территориального деления	30401.ОМ-ПСТ.002.001.
Приложение 2. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.002.002.
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения города	30401.ОМ-ПСТ.003.000.
Приложение 1. Инструкция пользователя (ИГС «ТеплоГраф»)	30401.ОМ-ПСТ.003.001.
Приложение 2. Руководство оператора (ИГС «ТеплоГраф»)	30401.ОМ-ПСТ.003.002.
Приложение 3. Характеристика участков тепловых сетей	30401.ОМ-ПСТ.003.003.
Приложение 4. Результаты гидравлических расчетов по состоянию базового периода разработки схемы теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.003.004.
Приложение 5. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.003.005.
Приложение 6. Альбом тепловых камер	30401.ОМ-ПСТ.003.006.
Приложение 7. Альбом насосных станций и ЦТП	30401.ОМ-ПСТ.003.007.

Наименование документа	Шифр
Глава 4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	30401.ОМ-ПСТ.004.000.
Приложение 1. Результаты гидравлических расчетов (прогнозируемое перспективное состояние систем теплоснабжения в существующих зонах действия источников тепловой энергии)	30401.ОМ-ПСТ.004.001.
Глава 5. Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок	30401.ОМ-ПСТ.005.000.
Глава 6. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	30401.ОМ-ПСТ.006.000.
Приложение 1. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.006.001.
Глава 7. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	30401.ОМ-ПСТ.007.000.
Приложение 1. Результаты гидравлических расчетов (прогнозируемое перспективное состояние систем теплоснабжения с учетом реализации мероприятий схемы теплоснабжения)	30401.ОМ-ПСТ.007.001.
Приложение 2. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.007.002.
Глава 8. Перспективные топливные балансы	30401.ОМ-ПСТ.008.000.
Глава 9. Оценка надежности теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.009.000.
Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	30401.ОМ-ПСТ.010.000.
Глава 11. Обоснование предложений по определению единых теплоснабжающих организаций	30401.ОМ-ПСТ.011.000.
Приложение 1. Графическая часть	30401.ОМ-ПСТ.011.001.
Глава 12. Мастер-план разработки схемы теплоснабжения Петропавловск-Камчатского городского округа до 2030 года	30401.ОМ-ПСТ.012.000.
Глава 13. Реестр проектов схемы теплоснабжения	30401.ОМ-ПСТ.013.000.

СОДЕРЖАНИЕ

1	ТЭЦ - 1	12
1.1	Характеристика тепловой схемы станции. Мощность станции	14
1.2	Состав и характеристики основного оборудования, анализ состояния оборудования.....	16
1.2.1	Котельное оборудование станции.....	16
1.2.2	Паротурбинные установки станции	19
1.3	Схемы отпуска тепла, состав и характеристика теплофикационного оборудования.....	26
1.4	Режимы работы станции	33
1.5	Анализ динамики выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливопотребления	36
1.6	Технико-экономические показатели работы ТЭЦ-1 в период 2011-2013 гг. 39	
1.7	Приборы коммерческого учета отпуска тепла от станции	43
2	ТЭЦ - 2	45
2.1	Характеристика тепловой схемы станции. Мощность станции	47
2.2	Состав и характеристики основного оборудования, анализ состояния оборудования.....	49
2.2.1	Котельное оборудование станции.....	49
2.2.2	Паротурбинные установки станции	53
2.3	Схемы отпуска тепла, состав и характеристика теплофикационного оборудования.....	62
2.4	Режимы работы станции	68
2.5	Анализ динамики выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливопотребления	72
2.6	Технико-экономические показатели работы ТЭЦ-1 в период 2011-2014 гг.	74
2.7	Приборы коммерческого учета отпуска тепла от станции	77
3	КОТЕЛЬНЫЕ ГОРОДА.....	79
3.1	Перечень котельных города.....	79
3.2	Котельные филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»	80

3.2.1	Характеристика основного оборудования котельных	80
3.2.2	Технологические схемы котельных	103
3.2.3	Режим работы оборудования	142
3.2.4	Отпуск тепловой энергии	142
3.3	Котельные филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский»	145
3.3.1	Характеристика основного оборудования котельных	145
3.3.2	Технологические схемы котельных	149
3.3.3	Режим работы оборудования	156
3.3.4	Отпуск тепловой энергии	156
3.4	Котельные МУП "УМиТ"	158
3.4.1	Характеристика основного оборудования котельной	158
3.4.2	Технологические схемы котельных	160
3.4.3	Режим работы оборудования	162
4	ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЕ ВПУ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ. КАЧЕСТВО ИСХОДНОЙ, ПОДПИТОЧНОЙ И СЕТЕВОЙ ВОДЫ	163
4.1	Филиал ОАО «Камчатскэнерго» «Камчатские ТЭЦ»	163
4.1.1	ТЭЦ-1	164
4.1.2	ТЭЦ-2	166
4.2	Котельные филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»	168
4.2.1	Оборудование ВПУ	168
4.2.2	Общие сведения о системе ХВО на котельных	172

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1.1. – Состав и состояние котельного оборудования (энергетические паровые котлы).....	18
Таблица 1.2. – Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-25-90/10	19
Таблица 1.3. – Состав регенеративных установок паровых турбин ст. №№ с 3 по 6	21
Таблица 1.4. – Характеристика паровой турбины ст. № 4.....	22
Таблица 1.5. – Характеристика паровых турбин ст. №№ 5, 6 и 7	23
Таблица 1.6. – Характеристики паротурбинных установок	25
Таблица 1.7. – Нарботка турбинного оборудования (паротурбинные установки)..	25
Таблица 1.8. – Характеристика основных бойлеров ТЭЦ-1	31
Таблица 1.9. – Характеристика сетевых насосов первого подъёма ТЭЦ-1	32
Таблица 1.10. – Характеристика сетевых насосов второго подъёма ТЭЦ-1	32
Таблица 1.11. – Характеристики редукционно-охладительных ТЭЦ-1	33
Таблица 1.12. – Загрузка установленной электрической мощности ТЭЦ-1 по каждому турбоагрегату за период с 2007 по 2014 годы, в %	35
Таблица 1.13. – Динамика выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливопотребления ТЭЦ-1	37
Таблица 1.14. – Техничко-экономические показатели работы ТЭЦ-1 за период с 2011 по 2014 годы.....	39
Таблица 1.15. – Приборы коммерческого учёта отпуска тепла в горячей воде по выводам ТЭЦ-1	43
Таблица 2.1. – Состав и состояние котельного оборудования (энергетические паровые котлы).....	52
Таблица 2.2. – Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-80/100-130/13.....	53
Таблица 2.3. – Состав регенеративной установки паровой турбины ПТ-80/100-130/13.....	55
Таблица 2.4. – Состав нерегулируемых отборов паровой турбины ПТ-80/100-130/13	55
Таблица 2.5. – Характеристики паротурбинных установок	61
Таблица 2.6. – Нарботка турбинного оборудования (паротурбинные установки)..	61
Таблица 2.7. – Характеристика основных бойлеров теплофикационной установки	

ТЭЦ-2	66
Таблица 2.8. – Характеристика сетевых насосов ТЭЦ-2	67
Таблица 2.9. – Характеристика сетевых насосов второго подъёма ТЭЦ-1	67
Таблица 2.10. – Характеристики редукционно-охладительных ТЭЦ-1	68
Таблица 2.11. – Загрузка установленной электрической мощности ТЭЦ-2 по каждому турбоагрегату за период с 2007 по 2014 годы, в %	70
Таблица 2.12. – Динамика выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливопотребления ТЭЦ-2	72
Таблица 2.13. – Техничко-экономические показатели работы ТЭЦ-2 за период с 2011 по 2014 годы	74
Таблица 2.14. – Приборы коммерческого учёта отпуска тепла в горячей воде по выводам ТЭЦ-2	77
Таблица 3.1. – Перечень котельных города Петропавловск-Камчатский	79
Таблица 3.2. – Характеристика оборудования котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»	81
Таблица 3.3. – Перечень оборудования на котельной №1 "11 км"	84
Таблица 3.4. – Перечень оборудования на котельной №2 " КГТУ"	85
Таблица 3.5. – Перечень оборудования на котельной №3 "Моховая"	86
Таблица 3.6. – Перечень оборудования на котельной №5 "Школа 37"	87
Таблица 3.7. – Перечень оборудования на котельной №6 "Авача"	88
Таблица 3.8. – Перечень оборудования на котельной №50 "101 квартал"	88
Таблица 3.9. – Перечень оборудования на котельной №62 "103 квартал"	90
Таблица 3.10. – Перечень оборудования на котельной №52 "108 квартал"	91
Таблица 3.11. – Перечень оборудования на котельной №43 " Чубарова"	92
Таблица 3.12. – Перечень оборудования на котельной №37 "Психдиспансер"	93
Таблица 3.13. – Перечень оборудования на котельной №40 "КМП"	93
Таблица 3.14. – Перечень оборудования на котельной №12 "Сероглазка"	94
Таблица 3.15. – Перечень оборудования на котельной №34 "Электрокотельная"	96
Таблица 3.16. – Перечень оборудования на котельной №7 "Энергопоезд"	97
Таблица 3.17. – Перечень оборудования на котельной №45 "Владивостокская"	97
Таблица 3.18. – Перечень оборудования на котельной №46 "Школа № 18"	98
Таблица 3.19. – Перечень оборудования на котельной №32 "Ленинградская"	99
Таблица 3.20. – Перечень оборудования на котельной №42 "Заозерная"	99
Таблица 3.21. – Перечень оборудования на котельной №56 "с/х Петропавловский"	

.....	100
Таблица 3.22. – Перечень оборудования на котельной №17 "Чапаевка"	100
Таблица 3.23. – Перечень оборудования на котельной №16 "Долиновка"	101
Таблица 3.24. – Перечень оборудования на котельной №14 "Халактырка"	101
Таблица 3.25. – Перечень оборудования на котельной №25 "Нагорный"	102
Таблица 3.26. – Перечень оборудования на котельной №26 "Тундровый"	102
Таблица 3.27. – Перечень оборудования на котельной №15 "Чавыча"	102
Таблица 3.28. – Отпуск тепловой энергии, полезный отпуск тепловой энергии по котельным филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»	143
Таблица 3.29. – Характеристика оборудования котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский»	146
Таблица 3.30. – Перечень оборудования на котельной 8-56	147
Таблица 3.31. – Перечень оборудования на котельной 27-18	147
Таблица 3.32. – Перечень оборудования на котельной 33-25	147
Таблица 3.33. – Перечень оборудования на котельной 48-106	148
Таблица 3.34. – Перечень оборудования на котельной 6-1	148
Таблица 3.35. – Перечень оборудования на котельной 18-43	148
Таблица 3.36. – Выработка, отпуск тепловой энергии, полезный отпуск тепловой энергии по котельным филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский»	157
Таблица 3.38. – Характеристика оборудования котельных МУП "УМиТ"	159
Таблица 4.1. – Характеристика деаэраторов подпитки тепловой сети ТЭЦ-1	166
Таблица 4.2. – Характеристика деаэраторов подпитки тепловой сети ТЭЦ-2	167
Таблица 4.3. – Оборудование ВПУ котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»	168
Таблица 4.4. – Качество городской водопроводной воды	172
Таблица 4.5. – Характеристики и балансы водоподготовительных установок котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»	173

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

Рисунок 1.1. – Место расположения Камчатской ТЭЦ-1.....	12
Рисунок 1.2. – Температурный график отпуска тепла от ТЭЦ-1.....	15
Рисунок 1.3. – Принципиальная тепловая схема турбоагрегатов типа ПТ-25-90/10, ст. №№ 3.....	21
Рисунок 1.4. – Тепловая схема паровой турбины Т-50-90.....	22
Рисунок 1.5. – Продольный разрез турбины Т-50-90	23
Рисунок 1.6. – Продольный разрез турбины К-90-50	24
Рисунок 1.7. – Принципиальная схема паропроводов теплофикационной установки ТЭЦ-1	27
Рисунок 1.8. – Загрузка установленных электрических мощностей ТЭЦ-1 за период с 2007 по 2014 годы.....	36
Рисунок 1.9. – Динамика отпуска тепла, электроэнергии и расхода топлива по ТЭЦ-1	37
Рисунок 1.10. – Электрический, тепловой КПД и КИТТ ТЭЦ-1	41
Рисунок 2.1. – Место расположения Камчатской ТЭЦ-1.....	45
Рисунок 2.2. – Температурный график отпуска тепла от ТЭЦ-2.....	48
Рисунок 2.3. – Боковой разрез котла БКЗ.....	51
Рисунок 2.4. – Принципиальная тепловая схема турбоагрегатов типа ПТ-80/100-130/13.....	56
Рисунок 2.5. – Продольный разрез ЦВД турбины ПТ-80/100-130/13.....	56
Рисунок 2.6. – Продольный разрез ЦНД турбины ПТ-80/100-130/13	57
Рисунок 2.7. – Диаграмма режимов работы ПТУ ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ.....	59
Рисунок 2.8.- Принципиальная схема ТФУ ТЭЦ-2.....	63
Рисунок 2.9. – Загрузка установленных электрических мощностей ТЭЦ-1 за период с 2007 по 2014 годы.....	71
Рисунок 2.10. – Динамика отпуска тепла, электроэнергии и расхода топлива по ТЭЦ-1	73
Рисунок 2.11. – Электрический, тепловой КПД и КИТТ ТЭЦ-2	76
Рисунок 3.1. – Технологическая схема трубопроводов питательной воды котельной № 2 - "КГТУ".....	104
Рисунок 3.2. – Технологическая схема трубопроводов топливоподачи котельной № 2 - "КГТУ".....	105
Рисунок 3.3. – Технологическая схема трубопроводов ХВО котельной № 2 - "КГТУ"	

.....	106
Рисунок 3.4. – Технологическая схема котельной № 3 - "Моховая"	107
Рисунок 3.5. – Технологическая схема котельной № 6 - "Радиоцентр" п. Авача...	108
Рисунок 3.6. – Технологическая схема котельной №15 - "Чавыча"	109
Рисунок 3.7. – Технологическая схема мазутопроводов котельной №50 - "101 квартал"	110
Рисунок 3.8. – Технологическая схема обвязки котлоагрегатов котельной №50 - "101 квартал"	111
Рисунок 3.9. – Технологическая схема трубопроводов ХВО котельной №62 - "103 квартал"	112
Рисунок 3.10. – Технологическая схема топливоподачи котельной №62 - "103 квартал"	113
Рисунок 3.11. – Технологическая схема трубопроводов ХВО котельной №52 - "108 квартал"	114
Рисунок 3.12. – Технологическая схема трубопроводов котельной №52 - "108 квартал"	115
Рисунок 3.13. – Технологическая схема трубопроводов ХВО котельной №43 - "Чубарова"	116
Рисунок 3.14. – Технологическая схема трубопроводов топливоподачи котельной №43 - "Чубарова"	117
Рисунок 3.15. – Технологическая схема котельной №44 - "Ватутина"	118
Рисунок 3.16. – Технологическая схема котельной №44 - "Ватутина"	119
Рисунок 3.17. – Технологическая схема котельной №37 - "Психдиспансер"	120
Рисунок 3.18. – Технологическая схема топливоподачи котельной №40 - "КМП"..	121
Рисунок 3.19. – Технологическая схема сетевой подпиточной воды котельной №40 - "КМП"	122
Рисунок 3.20. – Технологическая схема котельной №12 - "Сероглазка"	123
Рисунок 3.21. – Технологическая схема электроснабжения котельной №34 - "Электрокотельная"	124
Рисунок 3.22. – Технологическая схема котельной №13 - "Октябрьская"	125
Рисунок 3.23. – Технологическая схема котельной № 7 - "Энергопоезд"	126
Рисунок 3.24. – Технологическая схема котельной № 7 - "Энергопоезд"	127
Рисунок 3.25. – Технологическая схема трубопроводов топливоподачи котельной № 7 - "Энергопоезд"	128

Рисунок 3.26. – Технологическая схема котельной №45 - "Владивостокская"	129
Рисунок 3.27. – Технологическая схема котельной №46 - "Школа № 18"	130
Рисунок 3.28. – Технологическая схема котельной №32 - "Ленинградская"	131
Рисунок 3.29. – Технологическая схема котельной №42 - "Заозерная".....	132
Рисунок 3.30. – Технологическая схема трубопроводов топливopодачи котельной №42 - "Заозерная"	133
Рисунок 3.31. – Технологическая схема котельной №56 - "с/х Петропавловский".	134
Рисунок 3.32. – Технологическая схема трубопроводов топливopодачи котельной №56 - "с/х Петропавловский"	135
Рисунок 3.33. – Технологическая схема водоснабжения котельной №56 - "с/х Петропавловский".....	136
Рисунок 3.34. – Технологическая схема котельной №17 - "Чапаевка".....	137
Рисунок 3.35. – Технологическая схема котельной №16 - "Долиновка"	138
Рисунок 3.36. – Технологическая схема котельной №14 - "Халактырка"	139
Рисунок 3.37. – Технологическая схема котельной №25 - "Нагорный"	140
Рисунок 3.38. – Технологическая схема котельной №26 - "Тундровый"	141
Рисунок 3.39. – Принципиальная тепловая схема котельной 8-56	150
Рисунок 3.40. – Принципиальная тепловая схема котельной 27-18	151
Рисунок 3.41. – Принципиальная тепловая схема котельной 33-25	152
Рисунок 3.42. – Принципиальная тепловая схема котельной 48-106	153
Рисунок 3.43. – Принципиальная тепловая схема котельной 6-1	154
Рисунок 3.44. – Принципиальная тепловая схема котельной 18-43	155
Рисунок 3.45. – Принципиальная схема электрoкотельных МУП "УМИТ"	161
Рисунок 4.1. – Схема ВПУ подпитки теплосети ТЭЦ-1	165
Рисунок 4.2. – Схема ВПУ подпитки теплосети ТЭЦ-2	166

1 ТЭЦ - 1

Камчатская ТЭЦ-1 в городе Петропавловске-Камчатском – первая теплоэлектроцентраль на полуострове Камчатка. По проекту теплоэлектроцентраль должна была обеспечить электрические и тепловые нагрузки судоремонтной верфи (СРВ) и коммунальные нужды микрорайона "Индустриальный" города Петропавловска-Камчатского.

Камчатская ТЭЦ-1 расположена на северном берегу самой большой в мире Авачинской бухты, по адресу: Петропавловск-Камчатский, ул. Сахалинская, 28.

Место расположения ТЭЦ-1 представлено на рисунке 1.1.

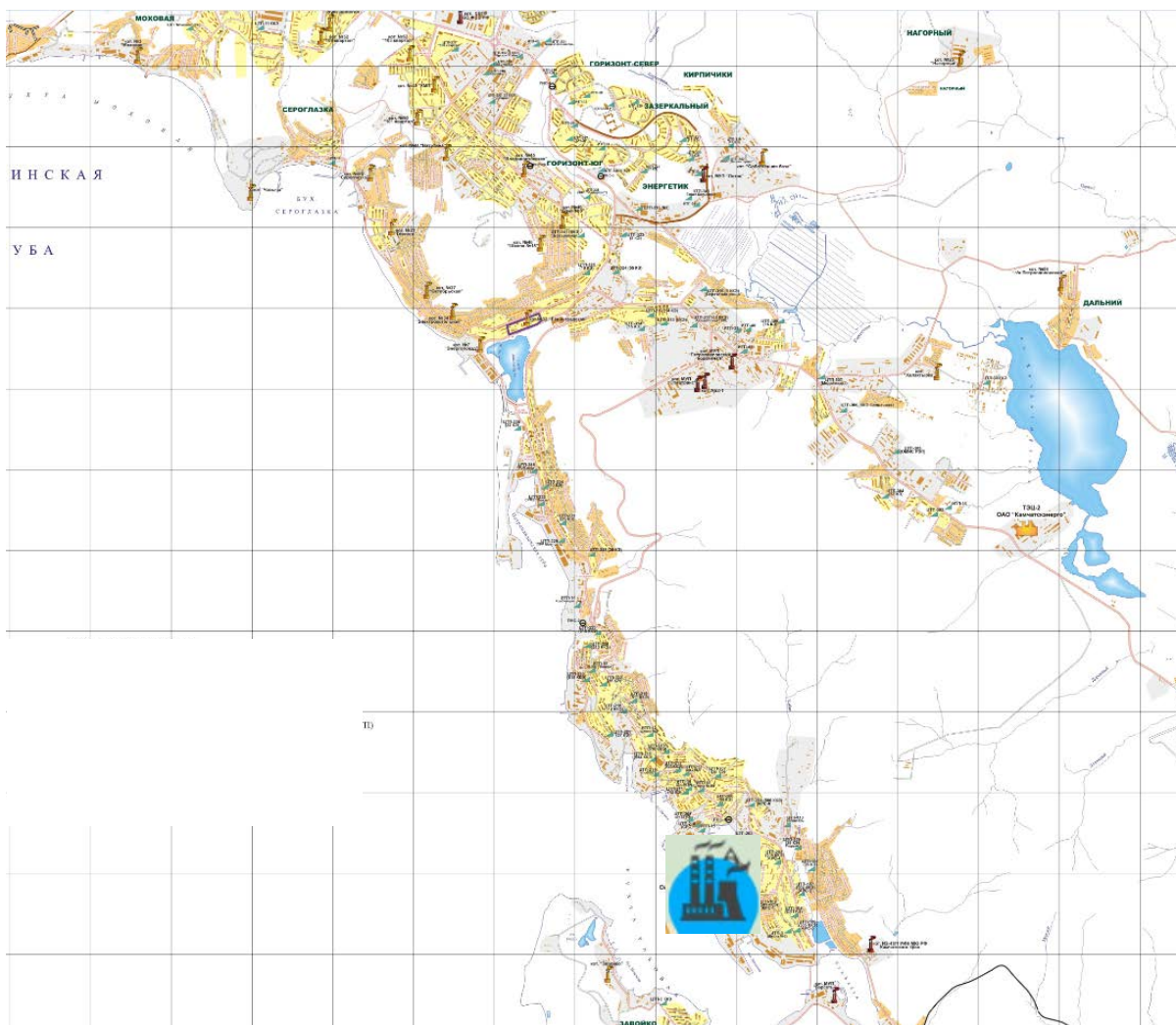


Рисунок 1.1. – Место расположения Камчатской ТЭЦ-1

На ТЭЦ-1 производится 30% электроэнергии центрального энергоузла и 32% тепловой энергии, отпускаемой ОАО «Камчатскэнерго».

Строительство Камчатской ТЭЦ-1 началось в 1964 году, первая очередь электростанции была построена в кратчайшие сроки всего за один год и 30 мая 1965 года Камчатская ТЭЦ-1 дала первый промышленный ток. В состав первой очереди ТЭЦ входили две паротурбинные установки ПТ-12-90/10 (турбины проработали до 2000 года) и два паровых энергетических котла БКЗ-120-100ГМ, работающих на топочном мазуте.

За последующие десять лет с 1969 по 1979 годы на станции было установлено пять паровых турбоагрегатов, смонтировано восемь энергетических котлов, завершено строительство мазутонасосной станции с мазутными баками, ЗРУ-110 кВ и ГРУ-10 кВ.

В 2011 году началась реализация проекта «Техническое перевооружение Камчатской ТЭЦ-1 с переводом котлов БКЗ-120-100ГМ №№: 6,7,8 на природный газ». При реализации проекта использовалось оборудование только российских производителей. 17 октября 2012 г. ОАО «Камчатскэнерго» завершило инвестиционный проект по газификации Камчатской ТЭЦ-1.

До газификации на ТЭЦ в качестве основного и резервного топлива использовался только топочный мазут Омского и Ангарского нефтеперерабатывающих заводов. Перевод энергетических котлов ТЭЦ-1 на использование природного газа позволил значительно сократить расходы на топливо и снизить удельные расходы топлива на выработку продукции. При этом котлы могут работать как на газе, так и на мазуте, который остался на станции в качестве резервного топлива.

1.1 Характеристика тепловой схемы станции. Мощность станции

Тепловая схема Камчатской ТЭЦ-1 не блочная, с поперечными связями по пару и воде. На станции установлено одна группа основного оборудования с давлением острого пара перед паротурбинными установками 9 МПа. Также турбины с котлами могут работать по блочной схеме.

В турбинном отделении ТЭЦ установлены пять паротурбинных установок группы 9 МПа. Две паротурбинные установки первой очереди станции ПТ-12-90/10 выведены из эксплуатации в 2000 году.

Суммарная установленная электрическая мощность турбогенераторов станции составляет 229 МВт, теплофикационная – 217 Гкал/ч (порядка 60% от установленной теплофикационной мощности всей станции), в том числе:

- отопительных отборов – 173,7 Гкал/ч;
- производственных отборов – 43,3 Гкал/ч.

Суммарная установленная тепловая мощность ТЭЦ составляет (по данным 6-ТП 2013 года) 361 Гкал/ч, в том числе:

- Суммарная мощность теплофикационных отборов паровых турбин – 217 Гкал/ч;
- Суммарная тепловая мощность редуцирующих устройств (двух РОУ и двух БРОУ, с суммарной производительностью 240 т/ч) – 144 Гкал/ч.

В котельном отделении станции установлено 10 энергетических котлов с суммарной фактической паропроизводительностью 1 440 т/ч, все котлы марки БКЗ-120-100ГМ.

Основным топливом для энергетических котлов станции является природный газ, резервным – топочный мазут.

На станции отсутствуют пиковые водогрейные котлы, сетевая вода до пиковых температур подогревается в пиковых бойлерах пар на которые поступает с общестанционного коллектора пара с давлением $8\div 13$ кгс/см².

Для приготовления подпиточной воды предусмотрена водоподготовительная установка производительностью 106 т/час, которая обеспечивает умягчение, нагрев и деаэрацию исходной воды.

Регулирование отпуска тепла от станции осуществляется качественным способом по температурному графику 150/70 °С с нижней срезкой на 70 °С (для обеспечения ГВС).

Утверждённый температурный график отпуска тепла от ТЭЦ-1 представлен на рисунке 1.2.

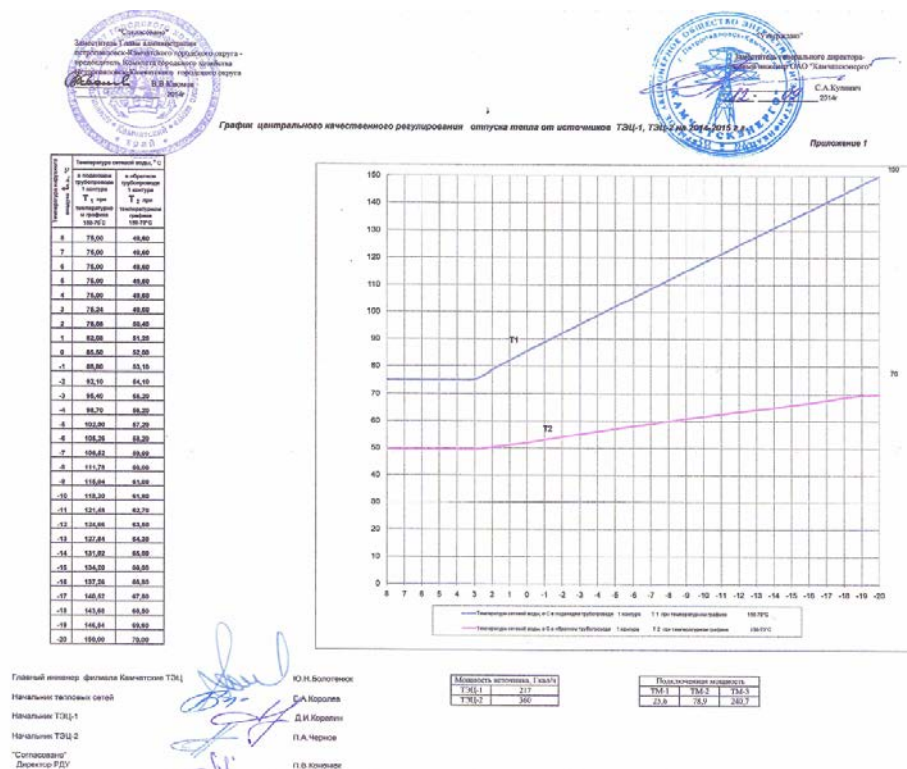


Рисунок 1.2. – Температурный график отпуска тепла от ТЭЦ-1

1.2 **Состав и характеристики основного оборудования, анализ состояния оборудования**

В группу основного оборудования станции с давлением пара 90 кг/см² входят:

- одиннадцать энергетических котлов марки БКЗ-120-100ГМ, ст.№№ 1÷11;
- паровая турбина ПТ-25-90/10М ст. № 3
- паротурбинная установка Р-44-90/1,2 ст. № 4;
- паротурбинная установка К-50-90-4 ст. №№ 5 и 7;
- паровая турбина Т-50-90 ст. № 6.

1.2.1 **Котельное оборудование станции**

Энергетические котлы станции БКЗ-120-100ГМ (Барнаульского котельного завода) относятся к энергетическим котлам большой мощности и устанавливаются, в основном, на ТЭЦ. Котлы вертикально-водотрубные, с естественной циркуляцией, однобарабанные, с уравновешенной тягой (есть под наддувом), предназначены получения пара высокого давления при факельном сжигании природного газа или мазута.

Компоновка котла П-образная выполнена по четырёхходовой схеме в газоплотном исполнении. Топка расположена в первом восходящем газоходе. В верхней части топки расположен полурadiaционный ширмовый пароперегреватель. Во втором нисходящем газоходе расположены «горячий» и «холодный» пакеты пароперегревателя, водяной экономайзер и «горячий» пакет воздухоподогревателя. В третьем и четвертом газоходах расположены соответственно «средний» и «холодный» пакеты воздухоподогревателя.

Котлы спроектированы для работы со следующими параметрами:

- номинальная паропроизводительность – 120 т/ч;
- давление перегретого пара – 100 кг/см²;
- температура перегретого пара – 540 °С;
- температура питательной воды – 215 °С;
- давление в барабане – 110 кг/см².

Температура острого пара регулируется за счёт поверхностного и впрыскивающего пароохладителей.

Состав и состояние энергетических котлов станции представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1. – Состав и состояние котельного оборудования (энергетические паровые котлы)

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара			Возраст на 01.01.2015, лет	Год последней реконструкции или модернизации	Цель реконструкции и модернизации	Топливо (основное/резервное)
					Р, кгс/см ²	t, °C	Производительность, т/ч				
1	БКЗ-120-100ГМ	1966	82,28	82,28	100	540	135	49			мазут/мазут
2	БКЗ-120-100ГМ	1965	73,14	82,28	100	540	120	50			мазут/мазут
3	БКЗ-120-100ГМ	1969	82,28	82,28	100	540	135	46			мазут/мазут
4	БКЗ-120-100ГМ	1970	82,28	82,28	100	540	135	45			мазут/мазут
5	БКЗ-120-100ГМ	1971	82,28	82,28	100	540	135	44			мазут/мазут
6	БКЗ-120-100ГМ	1975	73,14	73,14	100	540	120	40	2012	Перевод котлов на сжигание природного газа	газ/мазут
7	БКЗ-120-100ГМ	1976	73,14	73,14	100	540	120	39	2012		газ/мазут
8	БКЗ-120-100ГМ	1977	73,14	73,14	100	540	120	38	2012		газ/мазут
9	БКЗ-120-100ГМ	1978	82,28	82,28	100	540	135	37			мазут/мазут
10	БКЗ-120-100ГМ	1981	73,14	82,28	100	540	120	34			мазут/мазут
11	БКЗ-120-100ГМ	1983	73,14	82,28	100	540	120	32			мазут/мазут
ИТОГО			850,21	877,64			1 395				

Основным видом топлива для ТЭЦ является природный газ с теплотой сгорания порядка 8 450 ккал/м³.

Резервным видом топлива для ТЭЦ является топочный мазут с теплотой сгорания порядка 9 880 ккал/кг.

1.2.2 Паротурбинные установки станции

Паровые турбины ПТ-25-90/10М ст. № 3 производства Калужского турбинного завода КТЗ.

Электрическая номинальная мощность паротурбинной установки 25 МВт, начальные параметры пара 9 МПа и 535°С. ПТУ предназначена для выработки электроэнергии и отпуска пара промышленных параметров с давлением 10 кг/см² (промышленный отбор) и для отопления (теплофикационный отбор). При номинальных параметрах свежего пара и при номинальных расходах и давлениях отборов может быть получена длительная максимальная мощность 30 МВт. Характеристики ПТУ представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2. – Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-25-90/10

	ПТ-25/30-90
1. Мощность, МВт	
номинальная	25
максимальная	30
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	8,83
температура, °С	535
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	111,3 (30,9)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч	
номинальный	70
максимальный	125
5. Давление производственного отбора, МПа	0,8–1,3
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	190
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,07–0,25
в нижнем	–
8. Температура воды, °С	
питательной	218
охлаждающей	20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	4,0

Паровая турбина паротурбинной установки ПТ-25-90/10

одноцилиндровая, одновальная. Проточная часть турбины состоит из регулирующей ступени с двухвенечным диском Кертиса и 16 ступеней давления и двух регулирующих ступеней, разбитых на 3 группы:

- часть высокого давления состоит из двухвенчатой регулирующей ступени и 8-и ступеней давления;
- часть среднего давления состоит из одной регулирующей ступени и 5-и ступеней давления;
- часть низкого давления состоит из одной регулирующей ступени и 3-х ступеней давления.

Ротор имеет гладкий вал постоянного диаметра с насаженными дисками плоского типа, не имеющими развитых втулок. ПТУ рассчитана на работу в сети 50 Гц, т.е. частота вращения ротора 3000 об./мин., критическое число оборотов ротора турбины при разгоне составляет 1690 об./мин., следовательно, ротор гибкий.

Выхлопная часть турбины отлита заодно с корпусом заднего подшипника турбины переднего подшипника генератора. Валы подшипника и генератора соединены жёсткой муфтой.

В состав каждой паротурбинной установки входят:

- паровая турбина;
- турбогенератор Т-2-25-2 с воздушным охлаждением;
- регенеративная установка, состоящая из одного ПНД и трёх ПВД (состав регенеративных установок паровых турбин ст.№№ с 3 по 6 представлен в таблице 1.3);
- двухходовой двухпоточный конденсатор типа 25-КЦС-6 с поверхностью охлаждения 1 750 м²;
- два паровых двухступенчатых эжектора и один эжектор пусковой;
- три конденсатных насоса.

Принципиальная схема турбоагрегата ПТ-25-90/10 представлена на рисунке 1.5.

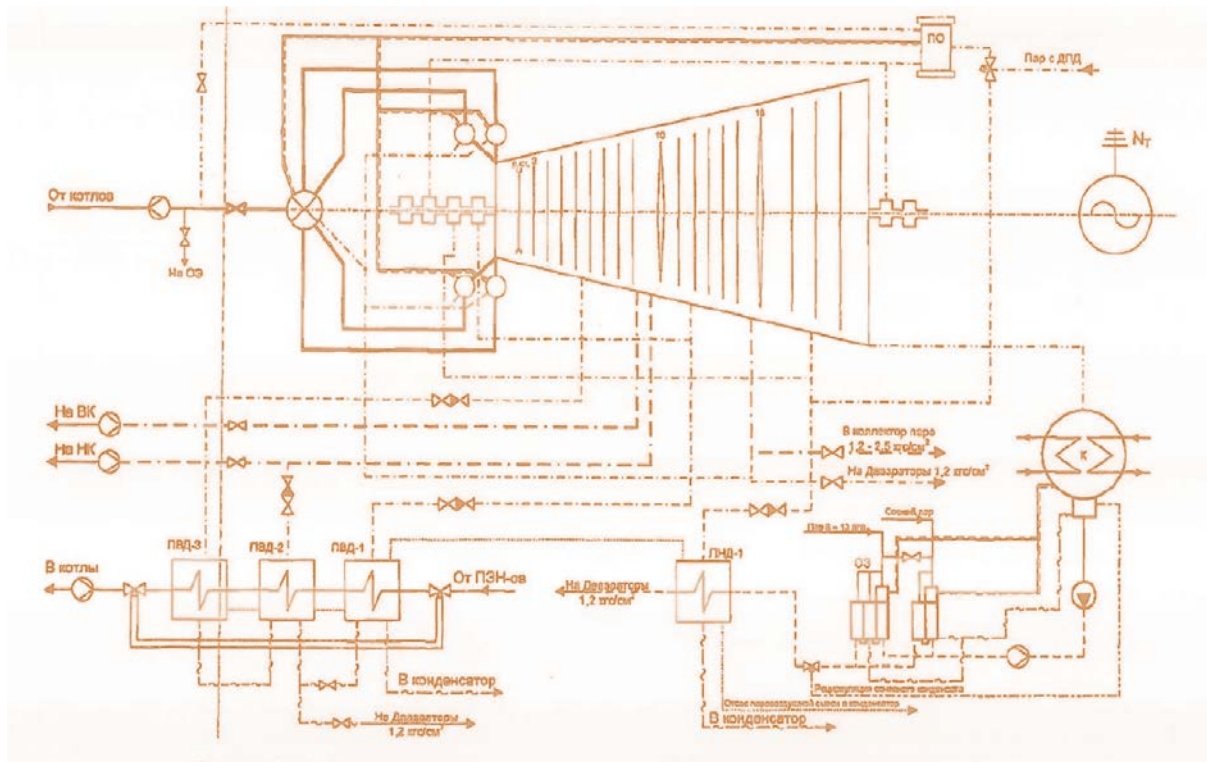


Таблица 1.4. – Характеристика паровой турбины ст. № 4

Параметры турбины		Т-50-90	Р-44-90, после реконструкции
Мощность номинальная/максимальная, МВт		50/62	44/50
Начальные параметры пара:	давление, МПа	8,8	8,8
	температура, °С	535	535
Номинальный расход свежего пара, т/ч		243	230
Максимальная производительность теплофикационного отбора, Гкал/ч		106	90
Диапазон регулирования давления в теплофикационном отборе, МПа		0,08-0,25	0,12
Длина рабочей части лопатки последней ступени, мм		540	540
Номинальная температура охлаждающей воды, °С		27	--
Расход охлаждающей воды через конденсатор, м3/ч		6 500	--

Тепловая схема паровой турбины Т-50-90 представлена на рисунке 1.5, продольный разрез турбины на рисунке 1.6.

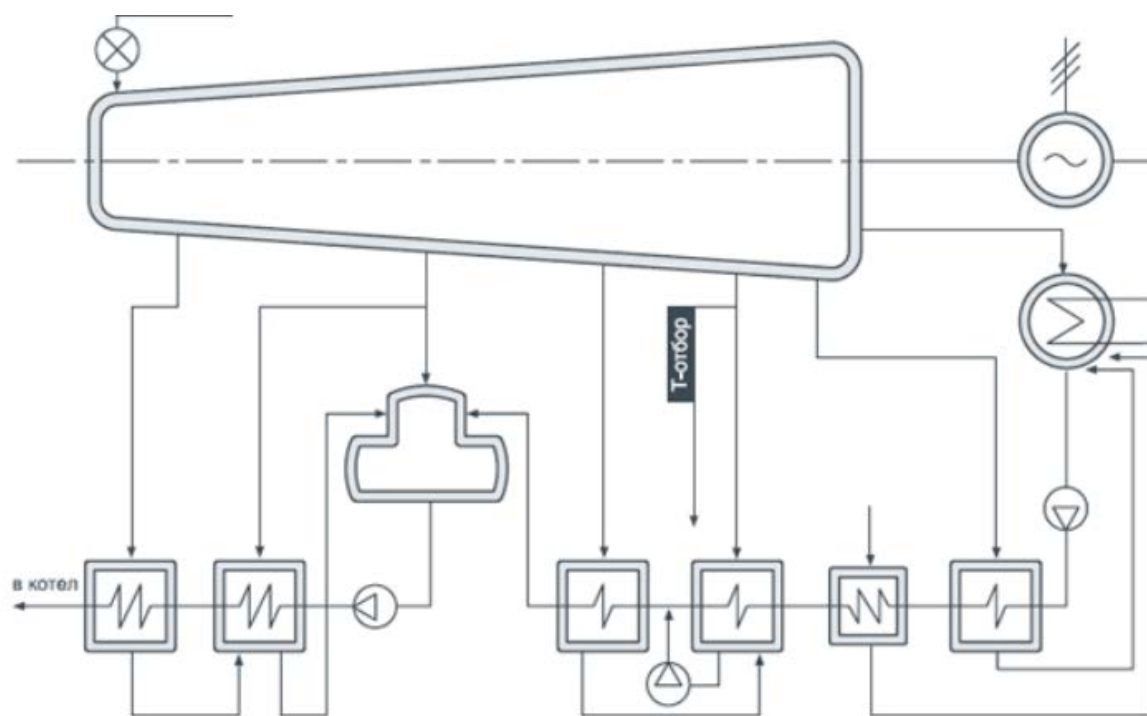


Рисунок 1.4. – Тепловая схема паровой турбины Т-50-90

После реконструкции удалён конденсатор турбины и для нагрева сетевой воды используется пар противодавления.

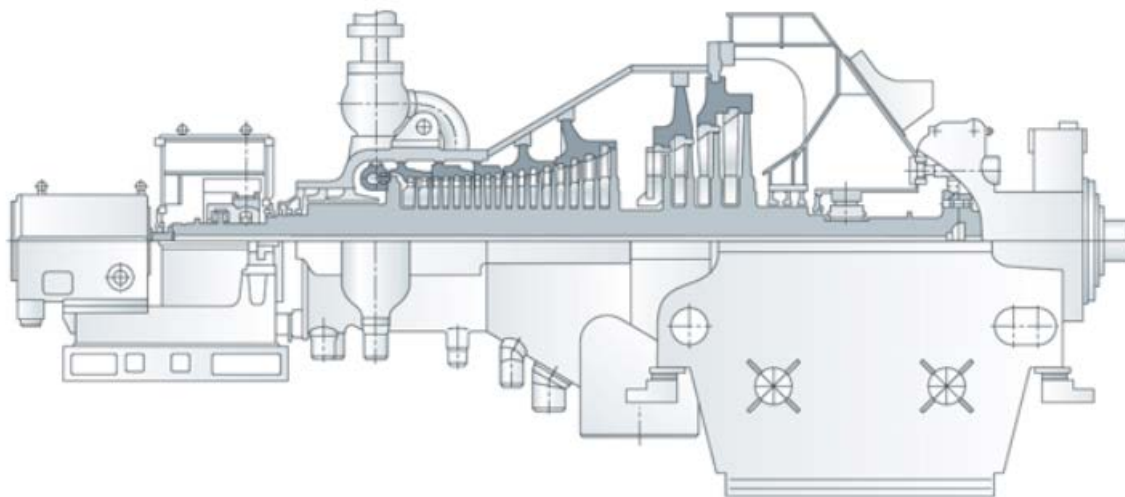


Рисунок 1.5. – Продольный разрез турбины Т-50-90

Паровые турбины К-50-90 и Т-50-90² ст. № 5, 6 и 7 производства Ленинградского металлического завода ЛМЗ.

Электрическая номинальная мощность паротурбинных установок составляет 50 МВт, начальные параметры пара 9 МПа и 535°С. ПТУ № 5 и 7 предназначены для выработки только электроэнергии, ПТУ № 6 предназначена для выработки электроэнергии и пара отопительных параметров (теплофикационный отбор).

Характеристики ПТУ представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5. – Характеристика паровых турбин ст. №№ 5, 6 и 7

Параметры турбины		К-50-90	Т-50-90, после реконструкции
Мощность номинальная/максимальная, МВт		50/55	50/555
Начальные параметры пара:	давление, МПа	8,8	8,8

² Перемаркировка в 1977 году из К-50-90-4 в Т-50-90 посредством устройства регулируемого отбора с тепловой мощностью 55 Гкал/ч

Параметры турбины		К-50-90	Т-50-90, после реконструкции
	температура, °С	535	535
Номинальный расход свежего пара, т/ч		220	230
Максимальная производительность теплофикационного отбора, Гкал/ч		--	55
Диапазон регулирования давления в теплофикационном отборе, МПа		--	0,08-0,25
Длина рабочей части лопатки последней ступени, мм		540	540
Номинальная температура охлаждающей воды, °С		27	27
Расход охлаждающей воды через конденсатор, м3/ч		6 500	6 500

Продольный разрез паровой турбины К-50-90 представлен на рисунке 1.6.

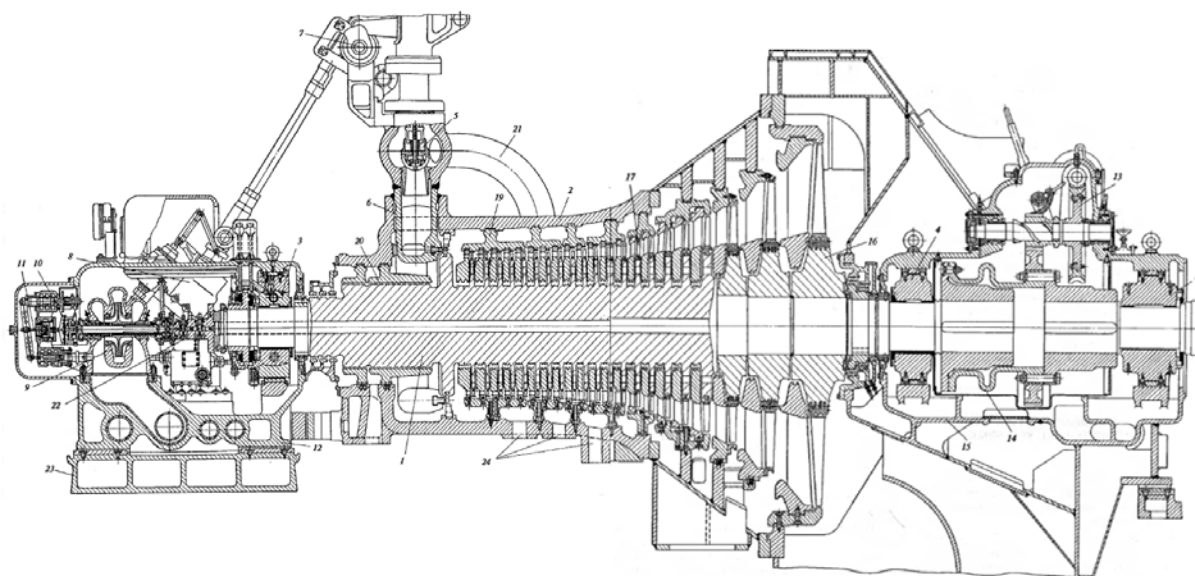


Рисунок 1.6. – Продольный разрез турбины К-90-50

Характеристики паротурбинных установок станции представлены в таблице 1.6.

Наработка паротурбинного оборудования станции представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.6. – Характеристики паротурбинных установок

Ст.№ паровой турбины	Марка паровой турбины	Изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Параметры острого пара		Установленная электрическая мощность, МВт		Установленная теплофикационная мощность, Гкал/ч		
				Р, кг/см.кв	t, гр.Ц.	номинал	макс.	в паре п/п	в горячей воде	сумма
3	ПТ-25-90/10М	КТЗ	1969	90	535	25	30	43,3	28,7	72
4	Р-44-90/1,2	ЛМЗ	1970	90	525	44	50		90	90
5	К-50-90-4	ЛМЗ	1975	90	535	50	55			
6	Т-50-90	ЛМЗ	1977	90	535	50	55		55	55
7	К-50-90-4	ЛМЗ	1980	90	535	50	55			
						229	255	43,3	173,7	217

Таблица 1.7. – Нарботка турбинного оборудования (паротурбинные установки)

Ст. №	Год достижения паркового ресурса	Индивид. ресурс до, час.	Организация ответственная за продление ПР	Кол-во продлений ПР	Дата оформления продления	Дата модернизации	Вид работ по продлению ПР	Доп. Ресурс, час	Наработка после модер., час.	Год достижения индив. ресурса
3	2009	219 866	ЗАО «ДАЛЬТЕХЭНЕРГО»	1	28.04.2009	20.05.2008	Обследов.	50 000	11 667	2050
4	2031					1970			12 697	
5	2039									
6	2022					2008			209 919	
7	2037									

1.3 Схемы отпуска тепла, состав и характеристика теплофикационного оборудования

ТЭЦ-1 является источником тепла для тепловых сетей города. Отпуск тепла внешним потребителям осуществляется теплоносителем, в качестве которого используется горячая вода.

Вывод тепла в горячей воде от ТЭЦ-1 осуществляется по двум выводам водяных тепловых сетей, в том числе:

- вывод «ТМ-1», подающий и обратный трубопроводы 2хDy-500, протяженностью 2,6 км.;
- вывод «ТМ-1», подающий и обратный трубопроводы 2хDy- 600, протяженностью 9,6 км.

Присоединение систем горячего водоснабжения к тепловым сетям потребителей станции выполнено по смешенной схеме.

Принципиальная схема теплофикационной установки станции представлена на рисунке 2.7.

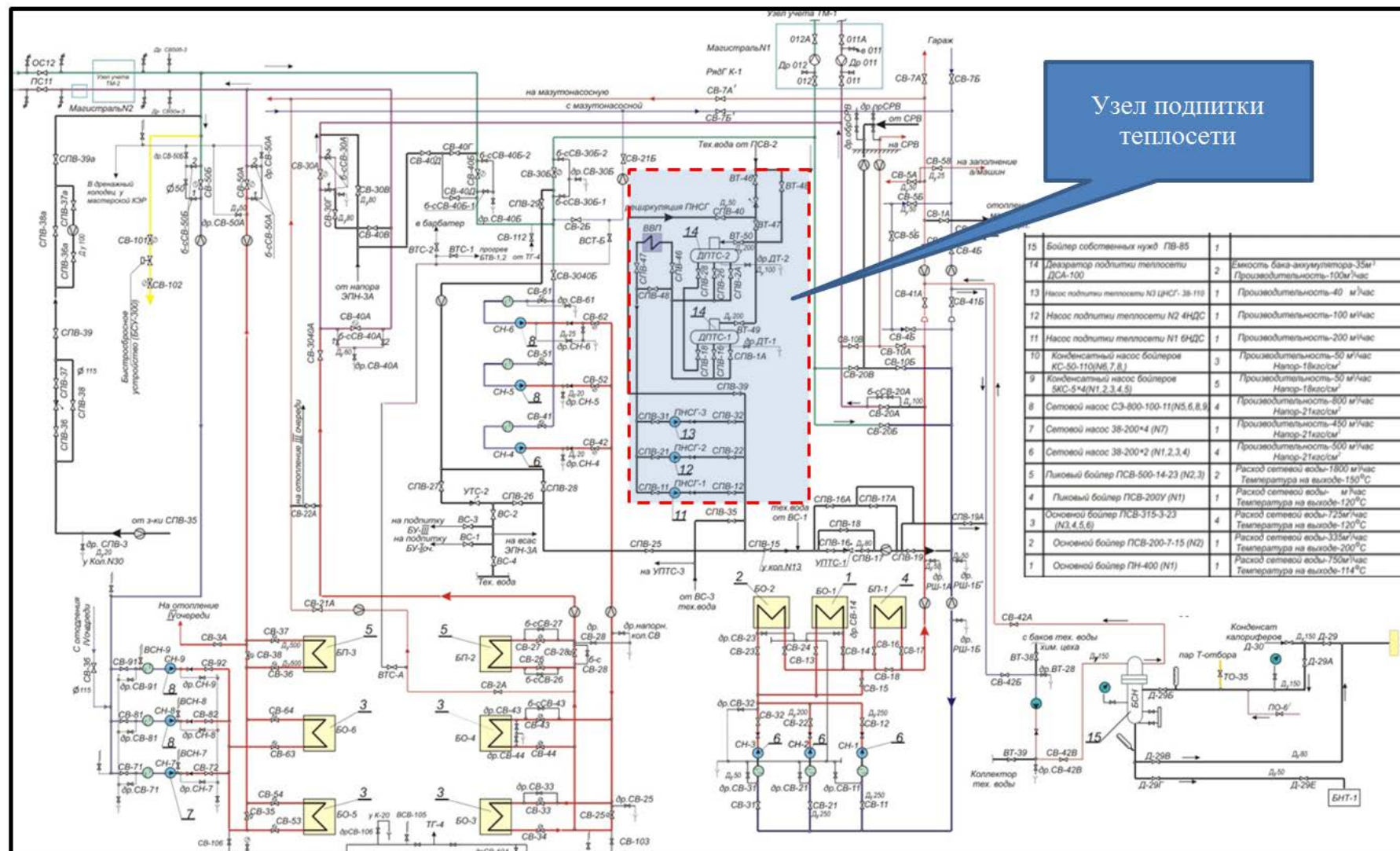


Рисунок 1.7. – Принципиальная схема паропроводов теплофикационной установки ТЭЦ-

Станционная теплофикационная установка состоит из трёх групп:

- Бойлерная № 1;
- Бойлерная № 2;
- Бойлерная № 3.

Бойлерная № 1 состоит из двух основных бойлеров типа ПН-400-26-2-IV (ОБ-1) и типа ПСВ-200-7-15 (ОБ-2); одного пикового бойлера типа ПСВ-200У; трёх сетевых насосов типа ЗВ-200х2 (СН-1, 2, 3); двух конденсатных насосов бойлеров типа 5КС-5х4 (КНБ-1, 2).

Бойлерная № 2 состоит из двух основных бойлеров типа ПСВ-315-3-23 (ОБ-3, 4); одного пикового бойлера типа ПСВ-500-14-23 (ПБ-2); трёх сетевых насосов типа ЗВ-200х4 (СН-4) и типа СЭ-800-100-11 (СН-5, 6); трёх конденсатных насосов бойлеров типа 5КС-5х4 (КНБ-3, 4, 5).

Бойлерная № 3 включает в себя два основных бойлера типа ПСВ-315-3-23 (ОБ-5, 6); один пиковый бойлер типа ПСВ-500-14-23 (ПБ-3); три сетевых насоса типа ЗВ-200х4 (СН-7) и типа СЭ-800-100-11 (СН-8, 9); три конденсатных насоса бойлеров типа КС-50-110 (КНБ-6, 7, 8).

По параметрам греющего пара бойлеры делятся на основные и пиковые. Основные бойлера работают от общестанционного коллектора пара теплофикационных параметров $0,7 \div 2,5$ кгс/см² и предназначены для номинального подогрева сетевой воды до 120⁰С.

Пиковые бойлера работают от общестанционного коллектора пара производственных параметров $8 \div 13$ кгс/см² и предназначены для дополнительного подогрева сетевой воды до 150⁰С в тех случаях, когда температура подогрева сетевой воды недостаточна.

Пиковые бойлера включаются по воде последовательно с основными бойлерами, обеспечивая тем самым двухступенчатый подогрев сетевой воды.

Конденсат греющего пара бойлеров ПБ-1, 2, 3 каскадом подаётся в основные бойлера, а также может помимо основных бойлеров направляться в колонки деаэраторов 6 ата, а для ПБ-1 – в дренажные баки и БНТ-1.

Конденсат греющего пара основных бойлеров ОБ-1, 2, 3, 4 поступает на всас КНБ, а затем направляется в рассечку ПНД-2, 3 ТГ-3 или в колонки деаэраторов бата №№ 1, 2, 3, 4 или в коллектор основного конденсата.

Конденсат греющего пара основных бойлеров ОБ-5, 6 подаётся на всас КНБ, затем направляется в рассечку ПНД-4, 5 ТГ-6 или в колонки деаэраторов бата №№ 5, 6, 7, 8.

Установленная мощность теплофикационной установки станции составляет 382,64 Гкал/ч с учетом мощности ВПУ подпиточной воды (таблица 1.8).

Ограничения установленной мощности ТФУ станции обусловлены следующим:

- По бойлерной 1 расход сетевой воды ограничен пропускной (номинальной) способностью пикового бойлера ПСВ-200У, подключенного последовательной с двумя основными бойлерами (см. рисунок 1.7), следовательно, фактическая производительность бойлерной составляет $800 \times 80 / 1000 = 64$ Гкал/ч;
- По бойлерной 2 расход сетевой воды ограничен пропускной (номинальной) способностью двух подключенных параллельно основных бойлеров ПСВ-315-3-23 (см. рисунок 1.7) с суммарной номинальной пропускной способностью 1500 т/ч сетевой воды, следовательно, фактическая производительность бойлерной составляет $1500 \times 80 / 1000 = 120$ Гкал/ч;
- По бойлерной 3 аналогично с бойлерной 1 расход сетевой воды ограничен пропускной (номинальной) способностью двух подключенных параллельно основных бойлеров ПСВ-315-3-23 (см. рисунок 1.7) с суммарной номинальной пропускной способностью 1500 т/ч сетевой воды, следовательно, фактическая производительность бойлерной составляет $1500 \times 80 / 1000 = 120$ Гкал/ч;
- По ВПУ подпитки производительность которой ограничена производительностью ХВО станции в 106 т/ч подпиточной воды, фактическая производительность ВПУ составляет $106 \times 65 / 1000 = 6,89$ Гкал/ч.

В связи с ограничениями по пропускной способности теплообменных аппаратов ТФУ и производительности ВПУ подпитки, располагаемая мощность теплофикационной установки составляет 310,89 Гкал/ч.

Схема подготовки подпиточной воды включает в себя:

- подпиточные насосы тепловой сети, типа 6НДС (ПНСГ-1), 4НДВ (ПНСГ-2), Д320 (ПНСГ-3);
- подогреватели сырой воды подпитки теплосети (ПСВ-1, 2);
- водо-водяной подогреватель (ВВП) подпитки теплосети;
- деаэраторы подпитки теплосети с колонкой типа ДСА-100 с баком-аккумулятором ёмкостью 35м³.

В таблице 1.8 представлены характеристики основных бойлеров теплофикационной установки станции.

Таблица 1.8. – Характеристика основных бойлеров ТЭЦ-1

Маркировка бойлера	Кол-во	Площадь нагрева, м ²	Максимальная температура пара, °С	Предельное давление сетевой воды, кг/см ²	Температура воды на выходе, °С	Расход сетевой воды, м ³ /ч	Установленная мощность, Гкал/ч	Принадлежность
ПН-400-26-2-IV	1	400	300	26	114	750	33	Основной бойлер (ОБ-1) Бойлерной №1
ПСВ-200-7-15	1	200	400	15	120	335	16,75	Основной бойлер (ОБ-2) Бойлерной №1
ПСВ-200У	1	200	350	16	150	800	32	Пиковый бойлер (ПБ-1) Бойлерной №1
ПСВ-315-3-23	2	315	400	23	120	750	37,5	Основной бойлер (ОБ-3, 4) Бойлерной №2
ПСВ-500-14-23	1	500	400	23	150	1800	72	Пиковый бойлер (ПБ-2) Бойлерной №2
ПСВ-315-3-23	2	315	400	23	120	750	37,5	Основной бойлер (ОБ-5, 6) Бойлерной №3
ПСВ-500-14-23	1	500	400	23	150	1800	72	Пиковый бойлер (ПБ-3) Бойлерной №3
Водоподготовительная установка подпитки сетевой воды							6,89	
ИТОГО:							382,64³	Суммарная установленная мощность ТФУ

³ Установленная мощность бойлеров рассчитана на основании расхода сетевой воды через подогреватель и температуры воды на выходе (данные ТЭЦ-1)

Характеристика сетевых насосов теплофикационной установки ТЭЦ-1 представлены в таблице 1.9.

Таблица 1.9. – Характеристика сетевых насосов первого подъема ТЭЦ-1

Марка сетевого насоса	Кол-во	Производительность, м ³ /ч	Число оборотов, об/мин	Напор, м.	Мощность эл. двигателя, кВт	Напряжение, В	Принадлежность
ЗВ-200х2	2	500	1480	210	200	6000	Сетевые насосы (СН-1, 2) Бойлерной 1
ЗВ-200х2	1	400	1500	210	130	6000	Сетевые насосы (СН-3) Бойлерной 1
ЗВ-200х4	1	450	1485	210	200	6000	Сетевые насосы (СН-4) Бойлерной 2
СЭ-800-100-11	2	800	1500	210	243	6000	Сетевые насосы (СН-5, 6) Бойлерной 2
ЗВ-200х4	1	450	1485	210	200	6000	Сетевые насосы (СН-7) Бойлерной 3
СЭ-800-100-11	2	800	1500	210	243	6000	Сетевые насосы (СН-8, 9) Бойлерной 3

Характеристики конденсационных насосов ТФУ ТЭЦ-1 представлены в таблице 1.10.

Таблица 1.10. – Характеристика сетевых насосов второго подъема ТЭЦ-1

Марка сетевого насоса	Кол-во	Производительность, м ³ /ч	Число оборотов, об/мин	Мощность эл. двигателя, кВт	Напряжение, В	Принадлежность
5КС-5х4	2	50	1460	40	380	Конденсатные насосы (КНБ-1, 2) Бойлерной 1
5КС-5х4	3	50	1460	40	380	Конденсатные насосы (КНБ-3, 4, 5) Бойлерной 2
КС-50-110	3	50	1500	40	380	Конденсатные насосы (КНБ-6, 7, 8) Бойлерной 3

Источником пара для ТФУ станции являются общестанционные коллектора пара промышленных и отопительных параметров. На которые работают теплофикационные отборы паровых турбин, двух РОУ и двух БРОУ станции.

Быстродействующая редукционно-охладительная установка (БРОУ) предназначена для снижения давления и температуры острого пара до давления и температуры пара в общестанционном коллекторе пара промышленных параметров.

Редукционно-охладительная установка РОУ предназначена для снижения давления и температуры острого пара до давления и температуры пара в общестанционном коллекторе пара промышленных параметров, а также для растопки котлов ст. №№ 1÷11.

Характеристики редукционно-охладительных установок станции представлены в таблице 1.11

Таблица 1.11. – Характеристики редукционно-охладительных ТЭЦ-1

Показатель	Ед. измерения	БРОУ	РОУ
Производительность	т/час	80	40
Параметры острого пара, в том числе:			
- давление	кгс/см ²	100	100
- температура	°С	540	540
Параметры редуцированного пара, в том числе			
- давление	кгс/см ²	8÷13	8÷13
- температура	°С	275 ± 20	275 ± 20
Параметры охлаждающей воды, в том числе			
- расход	т/час	16,3	8,1
- температура	°С	158	158
- давление от холодного коллектора	кгс/см ²	150	150
- давление от отбора ЭПН	кгс/см ²	60	60

Пар на РОУ и БРОУ подходит с коллектора острого после энергетических котлов.

Редуцированный пар после РОУ, БРОУ попадает в общестанционный коллектор пара производственных параметров 8÷13 кгс/см², который используется для нужд:

- пиковыми бойлерами (ТФУ);
- мазутонасосной;
- ВСМ (внеплощадочный склад мазута);
- калориферов на котлоагрегатах.

1.4 Режимы работы станции

Оборудование станции в основном работает в теплофикационном режиме. Выработка электрической энергии осуществляется на базе отпускаемой тепловой энергии в максимально эффективном режиме. Покрытие тепловых нагрузок осуществляется в основном отработанным паром (более 95%).

Структура покрытия тепловых нагрузок осуществляется последовательно с максимальным использованием наиболее экономичного оборудования.

Камчатская ТЭЦ-1 осуществляет отпуск тепла потребителям в виде горячей воды по двум магистралям.

При распределении электрических и тепловых нагрузок между отдельными агрегатами электростанции учитывалась минимизация затрат тепла турбинной установкой на выработку электроэнергии. В случае работы электростанции в расчетном периоде по тепловому графику в первую очередь загружаются отборы турбин с полной удельной выработкой электроэнергии по теплофикационному циклу – это турбины типа Р, Т и ПТ ст. №№ 3, 4 и 6, турбины типа К ст. №№ 5 и 7 загружаются только в неотапительный период при минимуме тепловых нагрузок.

Зимний период. Состав оборудования выбирался из условия обеспечения нужд абонентов в соответствии с отопительным графиком температур, утвержденным ОАО «Камчатэнерго» и согласованном с администрацией города, а также выполнения планируемых технико-экономических показателей (по выработке электроэнергии и отпуску тепла).

Объемы отпуска тепловой энергии принимаются из энергобалансов, утвержденных в Региональной службе по тарифам и ценам Камчатского края и отопительного графика теплосети, с учётом предполагаемой температуры наружного воздуха. В зимний период задействованы только теплофикационные турбины.

Температура сетевой воды выдерживалась в соответствии с отопительным графиком температур и при снижении температуры сетевой воды отключается необходимое количество пиковых бойлеров, разгружаются теплофикационные турбины.

Летний период. С отключением отопления в летний период изменяется состав работающего оборудования: остается в эксплуатации турбина Т (самая загруженная турбина станции выводится из работы только в ППР), загружается турбина типа ПТ и поочередно в течение лета турбины типа К.

В таблице 1.12 и на рисунке 1.8 представлены данные загрузки установленной электрической мощности по каждому турбоагрегату станции за период с 2007 по 2014 годы.

Таблица 1.12. – Загрузка установленной электрической мощности ТЭЦ-1 по каждому турбоагрегату за период с 2007 по 2014 годы, в %

Ст.№	Марка	Годы							
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ТГ-3	ПТ-25-90/10 М	0,01	11,92	15,50	13,52	9,75	7,74	9,96	11,71
ТГ-4	Р-44-9,0/1,2	0,00	0,00	5,59	20,37	19,02	17,65	15,46	11,07
ТГ-5	К-50-90-4	7,48	6,81	0,59	2,28	0,71	3,96	10,59	3,38
ТГ-6	Т-50-90	48,14	43,98	43,72	17,12	19,83	26,39	24,79	33,25
ТГ-7	К-50-90-4	5,78	3,15	9,37	5,37	7,94	3,28	0,12	0,00

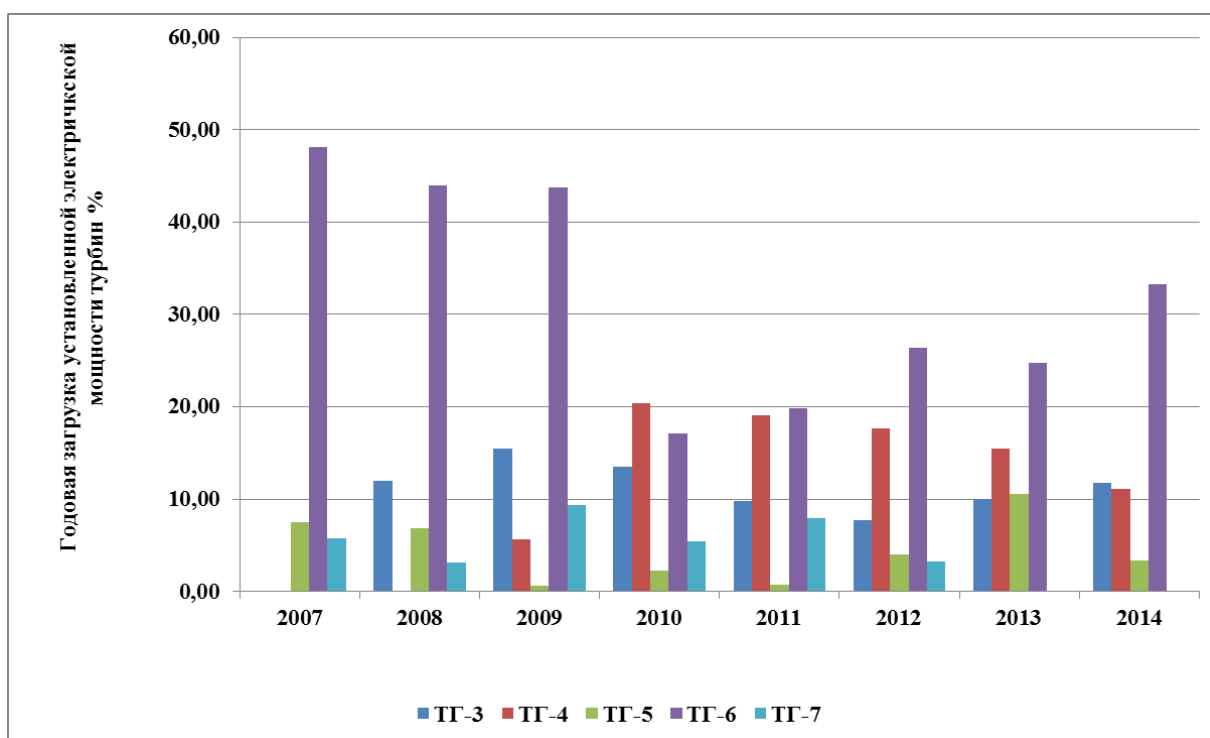


Рисунок 1.8. – Загрузка установленных электрических мощностей ТЭС-1 за период с 2007 по 2014 годы

Как видно из таблицы 1.12 и рисунка 1.8 наименьшая загрузка электрической мощности приходится на турбоагрегаты станции типа К, по причине загрузки их в основном в неотопительный период при минимальных тепловых нагрузках.

1.5 Анализ динамики выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливопотребления

Динамика установленной и располагаемой электрической и тепловой мощности, выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливопотребления, максимальных достигнутых тепловых и электрических нагрузок станции за период 2011-2014 гг. представлены в таблице 1.13.

Таблица 1.13. – Динамика выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливотребления ТЭЦ-1

Наименование	2011	2012	2013	2014
Электрическая располагаемая мощность турбин, МВт	235	231	229	229
Максимальная электрическая нагрузка, МВт	93	107	77	75
Выработка электроэнергии, тыс.кВт*ч	233 136	239 676	241 560	230 196
Отпуск электрической энергии, тыс.кВт*ч	202 585	207 763	210 786	197 858
Число часов использования установленной эл. мощности	992	1 036	1 055	1 005
Тепловая установленная мощность, Гкал/ч	326	326	361	361
В том числе по турбоагрегатам	182	182	217	217
Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	81	79	75	76
Отпуск тепла, Гкал.	369 975	376 122	364 571	356 853
Число часов использования установленной тепловой мощности турбин, ч	2 036	2 070	1 682	1 647
Расход топлива, .т у.т.	134 013	133 264	130 308	127 221
Коэффициент использования топлива станций КИТТ, %	57,99	59,46	59,82	59,16

На рисунке 1.9 представлена динамика отпуска тепла, электроэнергии и расхода топлива по ТЭЦ-1 за период с 2008 по 2013 годы.

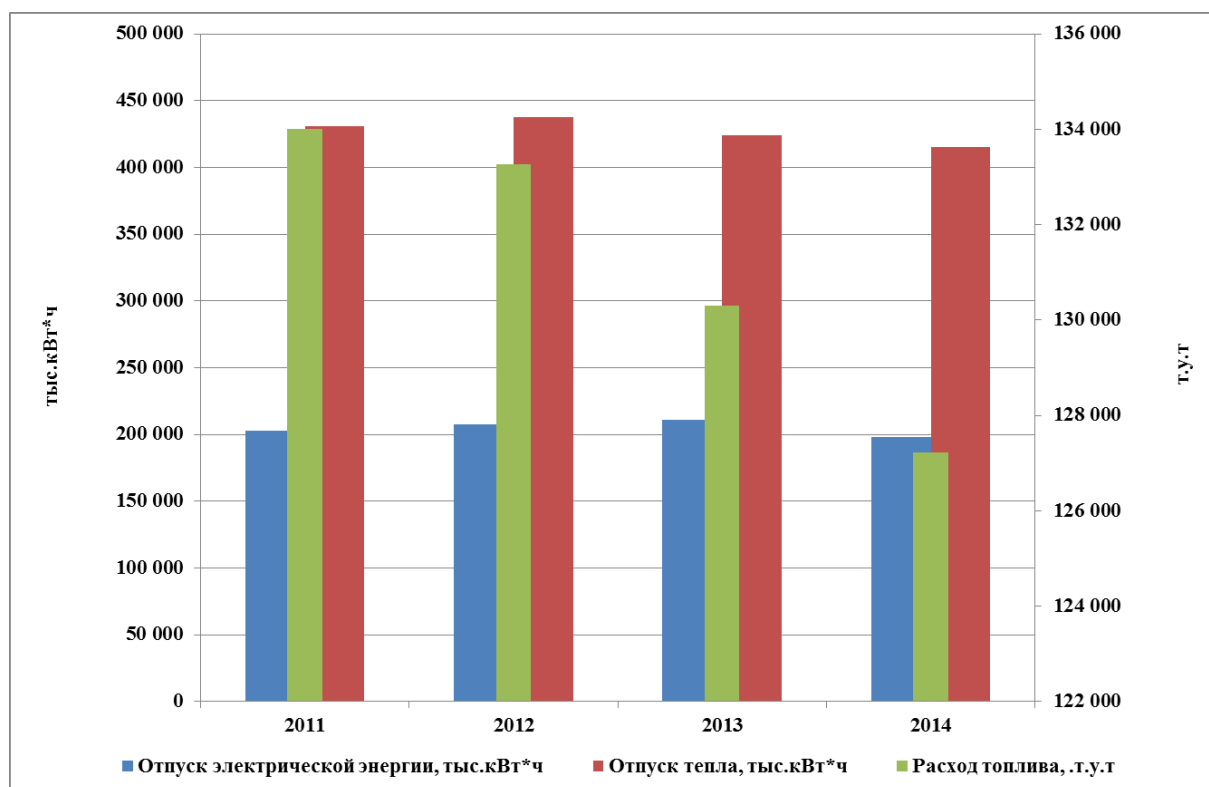


Рисунок 1.9. – Динамика отпуска тепла, электроэнергии и расхода топлива по ТЭЦ-1

Как видно из таблицы 1.19 и рисунка 1.14:

- отпуск тепла по годам с 2012 года постоянно незначительно снижается и к 2014 году составляет 95% от отпуска тепла в 2008 году;
- отпуск электроэнергии с 2011 года по 2013 год растёт, в 2014 снижается и составляет 94% от отпуска тепла в 2013 году;
- фактический расход топлива с 2011 года по 2014 год снижается, в 2014 году фактический расход топлива составляет 95% от фактического расхода топлива в 2011 году.

1.6 Техно-экономические показатели работы ТЭЦ-1 в период 2011-2013 гг.

В таблице 1.14 приведены основные технико-экономические (эксплуатационные) показатели работы Камчатской ТЭЦ-1 за период 2011 ÷ 2014 годов, включающие в себя базовые целевые показатели функционирования системы теплоснабжения в части источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Таблица 1.14. – Техно-экономические показатели работы ТЭЦ-1 за период с 2011 по 2014 годы

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Годы			
			2011	2012	2013	2014
1	Установленная мощность на конец года:					
	– электрическая	МВт	235	231	229	229
	– тепловая всего	Гкал/ч	326	326	361	361
	в том числе:					
	– тепловая по турбоагрегатам	Гкал/ч	182	182	217	217
2	Число часов использования установленной среднегодовой мощности					
	– электрической	час/год	992	1 036	1 055	1 005
	– тепловой турбоагрегатов	час/год	2 036	2 070	1 682	1 647
3	Максимум нагрузки					
	в том числе:					
	– электрической	МВт	93	107	77	75
	– тепловой	Гкал/ч	81	78,7	75	76,2
4	Выработано электроэнергии	тыс.кВт*ч	233 136	239 676	241560	230196
	в том числе:					
	– по теплофикационному циклу	тыс. кВт*ч	134 233	137 999	139 083	132 540
5	Отпущено электроэнергии	тыс.кВт*ч	202 585	207 763	210 786	197 858
6	Отпущено тепла внешним потребителям	Гкал	369 975	376 122	364 571	356853
	в том числе:					
	– отработавшим паром	Гкал	352 866	358 729	347 712	340 351

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измере- ния	Годы			
			2011	2012	2013	2014
7	Расход электроэнергии на собственные производственные нужды	тыс.кВт*ч	30 551	31 913	30 774	32 338
	– на выработку электроэнергии	тыс.кВт*ч	19 287	20 015	19 372	20 420
	– на отпуск тепла	тыс.кВт*ч	11 264	11 898	11 402	11 918
8	Фактический удельный расход условного топлива:					
	– на отпущенную электроэнергию	г/кВтч	422,80	405,83	392,34	402,31
	– на отпущенное тепло	кг/Гкал	130,70	130,14	130,59	133,45
9	Удельный расход электроэнергии на собственные производственные нужды					
	– на выработку электроэнергии	%	8,27	8,35	8,02	8,87
	– на отпуск тепла	кВт*ч/Гкал	30,45	31,63	31,28	33,40
10	Фактический расход условного топлива	т у.т.	134 013	133 264	130 308	127 221
	– на отпущенную электроэнергию	т у.т.	85 670	84 316	82 700	79 600
	– на отпущенное тепло	т у.т.	48 343	48 948	47 608	47 621
11	Расход топлива за год на отпуск электрической и тепловой энергии:					
	Натурального					
	– газа	тыс.м ³		28 374	106 285	105 131
	– мазута	т	94 960	70 380	1 510	231
	Условного	т у.т.	134 013	133 264	130 308	127 221
	в том числе:					
	– газа	т у.т.		33 971	128 174	126 895
	– мазута	т у.т.	134 013	99 293	2 134	326
12	Эффективность работы станции:					
	– электрический КПД станции	%	29,03	30,24	31,28	30,51
	– тепловой КПД станции	%	109,30 ⁴	109,77	109,40	107,05
	– приведённый отпуск электроэнергии и тепла	Гкал	544 034	554 630	545 676	526 850
	– тепло, внесённое	Гкал	938 091	932 848	912 156	890 547

⁴ В зависимости от метода разделения расхода топлива на тепло и электроэнергию тепловой КПД санации может превышать 100% за счёт сниженного электрического КПД

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измере- ния	Годы			
			2011	2012	2013	2014
	топливом					
	– коэффициент использования тепла топлива КИТТ (на отпуск)	%	57,99	59,46	59,82	59,16

Анализ технико-экономических показателей производственной деятельности ТЭЦ-1 за рассмотренный период показал:

- Средний за рассматриваемый период коэффициент использования тепла топлива (КИТТ) по станции составляет 59,1%, что является недостаточным показателем для газовых ТЭЦ;
- Недостаточный коэффициент использования тепла топлива объясняется недогруженностью станции по теплу и старением основного оборудования.

Из приведённых данных можно сделать вывод, что станция эксплуатируется с не очень хорошими технико-экономическими показателями.

На рисунке 1.10 представлена динамика изменения основных показателей работы ТЭЦ-1 за период с 2011 по 2014 годы.

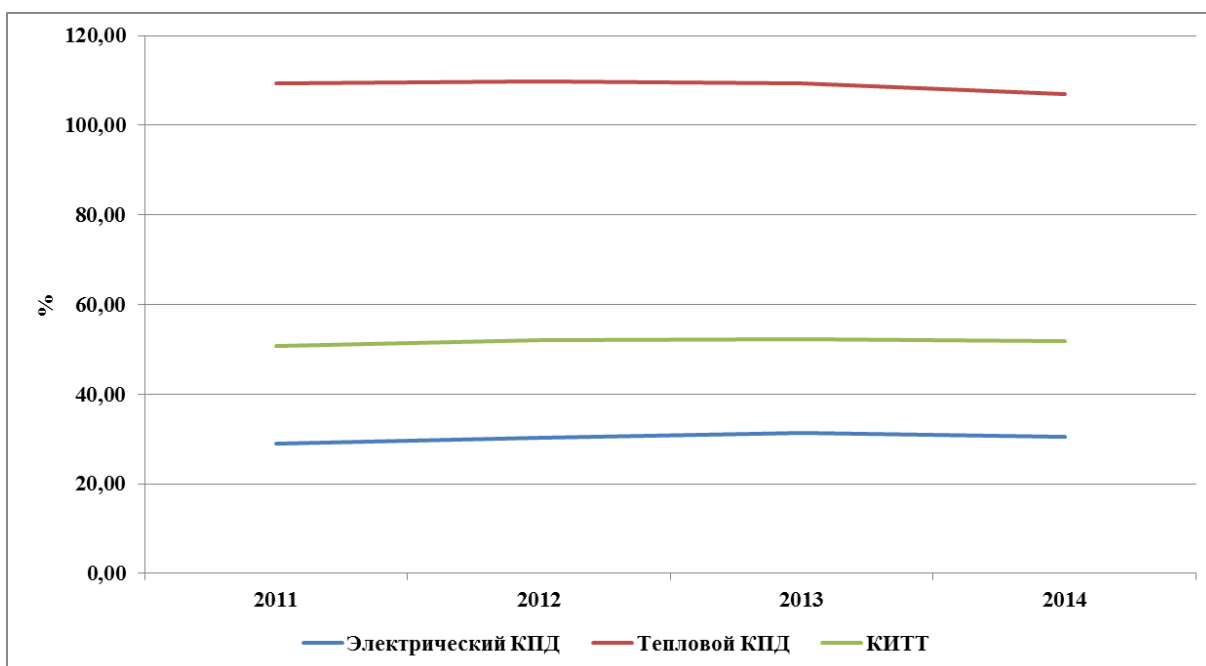


Рисунок 1.10. – Электрический, тепловой КПД и КИТТ ТЭЦ-1

Из рисунка 1.10 видно, что с 2012 года наблюдается тенденция ухудшения основных эксплуатационных показателей работы станции, усреднённые годовые темпы снижения составляют:

- Тепловой КПД – 2,72%;
- КИТТ – 0,26%.

Основной причиной снижения эксплуатационных показателей ТЭЦ-1 является снижение отпуска тепла станцией, кроме того на снижение эксплуатационных показателей влияет старение оборудования.

1.7 Приборы коммерческого учета отпуска тепла от станции

В таблице 1.15 представлены данные по приборам коммерческого учета отпуска тепла ТЭЦ-1 в горячей воде.

Таблица 1.15. – Приборы коммерческого учёта отпуска тепла в горячей воде по выводам ТЭЦ-1

Тип прибора	Заводской номер	Место установки
Тепловой вывод ТМ-1		
Тепловычислитель СПТ 943.1	42342	В павильоне УУТЭ ТМ-1
Расходомер ультразвуковой SONO 3100 с вторичным преобразователем расхода FUSO 60 производства фирмы «SIEMENS», двухтрековый Ду-200, Ру-16	029903N388	В павильоне УУТЭ ТМ-1, на подающем трубопроводе
Расходомер ультразвуковой SONO 3100 с вторичным преобразователем расхода FUSO 60 производства фирмы «SIEMENS», двухтрековый Ду-200, Ру-16	029803N 388	В павильоне УУТЭ ТМ-1, на обратном трубопроводе
Преобразователь давления типа Метрон-55-ДИ-515-МП-t1 -2,5-4-20мА, Ру25, Тмакс=150°C, ЗАО «ПГ Метрон»	496507	В павильоне УУТЭ ТМ-1, на подающем трубопроводе
Преобразователь давления типа Метрон-55-ДИ-515-МП-t1 -2,5-4-20мА, Ру25, Тмакс=150°C, ЗАО «ПГ Метрон»	496502	В павильоне УУТЭ ТМ-1, на обратном трубопроводе
Комплект термопар сопротивления платиновый КТСП Матрон-226-03-160-А-У1.1-ГП, L=160мм, Тмакс=200°C, Тмин=-30°C, Pt100, ЗАО «ПГ Метрон»	665345г	В павильоне УУТЭ ТМ-1, на подающем трубопроводе
Комплект термопар сопротивления платиновый КТСП Матрон-226-03-160-А-У1.1-ГП, L=160мм, Тмакс=200°C, Тмин=-30°C, Pt100, ЗАО «ПГ Метрон»	665345х	В павильоне УУТЭ ТМ-1, на обратном трубопроводе
Тепловой вывод ТМ-2		
Тепловычислитель СПТ 943.1	16735	В павильоне УУТЭ ТМ-2
Расходомер ультразвуковой SONO 3100 с вторичным преобразователем расхода FUSO 60 производства фирмы «SIEMENS», двухтрековый Ду-400, Ру-16	030103N388	В павильоне УУТЭ ТМ-2, на подающем трубопроводе
Расходомер ультразвуковой SONO 3100 с вторичным преобразователем расхода FUSO 60 производства фирмы «SIEMENS», двухтрековый Ду-400, Ру-16	030003N388	В павильоне УУТЭ ТМ-2, на обратном трубопроводе
Расходомер ультразвуковой SONO 3100 с вторичным преобразователем расхода FUSO 60 производства фирмы «SIEMENS», двухтрековый Ду-100, Ру-16	033503N478	В главном корпусе ТЭЦ-1, на трубопроводе подпитки
Преобразователь давления типа Метрон-55-ДИ-515-МП-t1 -2,5-4-20мА, Ру25, Тмакс=150°C, ЗАО «ПГ Метрон»	352119	В павильоне УУТЭ ТМ-2, на подающем трубопроводе
Преобразователь давления типа Метрон-55-ДИ-515-МП-t1 -1,6-4-20мА, Ру16,	496501	В павильоне УУТЭ ТМ-1, на обратном трубопроводе

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Тип прибора	Заводской номер	Место установки
Т _{макс} =150 ⁰ С, ЗАО «ПГ Метрон»		
Комплект термодпар сопротивления платиновый КТСП Матрон-226-03-320-А-У1.1-ГП, L=320мм, Т _{макс} =200 ⁰ С, Т _{мин} =-30 ⁰ С, Pt100, ЗАО «ПГ Метрон»	665346г	В павильоне УУТЭ ТМ-2, на подающем трубопроводе
Комплект термодпар сопротивления платиновый КТСП Матрон-226-03-320-А-У1.1-ГП, L=320мм, Т _{макс} =200 ⁰ С, Т _{мин} =-30 ⁰ С, Pt100, ЗАО «ПГ Метрон»	665346х	В павильоне УУТЭ ТМ-2, на обратном трубопроводе
Термопара сопротивления платиновая ТСП Матрон-226-03-100-А-4-1-Н10-(-30+200) С-У1.1-ГП, L=100мм, Т _{макс} =200 ⁰ С, Т _{мин} =-30 ⁰ С, Pt100, ЗАО «ПГ Метрон»	665349	В главном корпусе ТЭЦ-1, на трубопроводе холодной воды
Преобразователь давления типа Метрон-55-ДИ-515-МП-т1 -1,6-4-20мА, Ру16, Т _{макс} =150 ⁰ С, ЗАО «ПГ Метрон»	496505	В главном корпусе ТЭЦ-1, на трубопроводе холодной воды

2 ТЭЦ - 2

Развивающемуся городу не хватало электрической мощности единственной ТЭЦ-1, и наряду с активной теплофикацией города в январе 1980 года создается дирекция строящейся ТЭЦ-2, а через пять лет, в 1985 году ко дню энергетика, 22 декабря станция дала первый промышленный ток.

Камчатская ТЭЦ-2 расположена в черте г. Петропавловска-Камчатского на берегу Халактырского озера по адресу: Петропавловск-Камчатский, ул. Степная, 50.

Месторасположение ТЭЦ-2 представлено на рисунке 2.1.

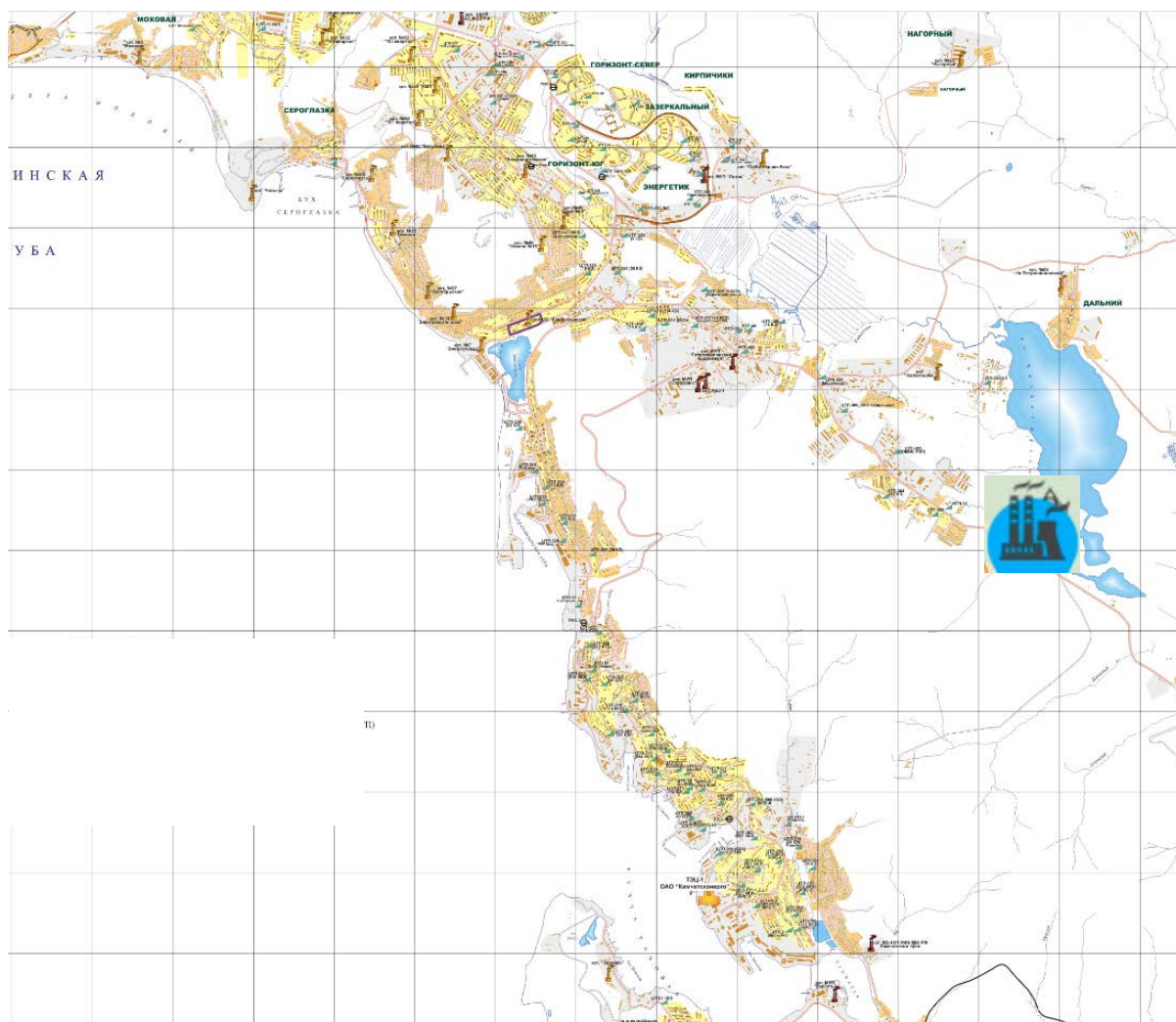


Рисунок 2.1. – Место расположения Камчатской ТЭЦ-1

За период с 1986 по 1988 годы на ТЭЦ-2 были построены и введены в эксплуатацию еще два энергетических котла и одна паровая турбина аналогичных марок.

До 2010 года станция работала на мазуте, поставки которого осуществляются с Омского и Ангарского нефтеперерабатывающих заводов. После прокладки газопровода от газоконденсатного месторождения в Соболевском районе Камчатки, ТЭЦ-2 полностью перешла на более экологичный и дешевый природный газ.

Реализация проекта «Техническое перевооружение Камчатской ТЭЦ-2 с переводом котлов БКЗ-320-140ГМ-8с ст. №№ 1,2,3 на природный газ» началась в декабре 2009 года. Генеральный подрядчик - ОАО «Дальтехэнерго». В процессе техперевооружения использовалось оборудование только российских производителей, изготовленное на заводах Саратова, Таганрога и Москвы.

Перевод энергетических котлов ТЭЦ-2 на использование природного газа позволил значительно сократить расходы на топливо и снизить удельные расходы топлива на выработку продукции. При этом котлы могут работать как на газе, так и на мазуте, который остался на станции в качестве резервного топлива.

Газификация Камчатских ТЭЦ явилась одним из важнейших проектов инвестиционной программы «ОАО «РАО Энергетические системы Востока», реализация которого способствует решению задач социально-экономического развития полуострова.

2.1 Характеристика тепловой схемы станции. Мощность станции

Тепловая схема ТЭЦ-2 - блочно-модульная; основной паропровод, конденсатопровод и питательный трубопровод станции имеют поперечные связи между энергоблоками.

В турбинном отделении ТЭЦ установлены две паротурбинные установок с рабочими параметрами острого пара 14 МПа и 555 °С.

Суммарная установленная электрическая мощность турбогенераторов составляет 160 МВт, теплофикационная – 360 Гкал/ч, в том числе:

- отопительных отборов – 140 Гкал/ч;
- производственных отборов – 220 Гкал/ч.

Суммарная установленная тепловая мощность ТЭЦ-2 составляет (по данным 6-ТП) 410 Гкал/ч, в том числе:

- Суммарная установленная мощность теплофикационных отборов паровых турбин – 360 Гкал/ч;
- Суммарная располагаемая тепловая мощность редуцирующих устройств (РОУ и БРОУ) – 50 Гкал/ч.

В котельном отделении станции установлено три энергетических котла с суммарной паровой производительностью 960 т/ч. Топливом для энергетических котлов станции является природный газ и топочный мазут.

Для подогрева сетевой воды до пиковых температур на станции установлены три пиковых бойлера, пар на которые подаётся с общестанционного коллектора пара 13 ата.

Для приготовления подпиточной воды предусмотрена водоприготовительная установка производительностью 85 т/ч, которая обеспечивает в том числе деаэрацию подпиточной воды.

Регулирование отпуска тепла от станции осуществляется качественным способом по температурному графику 150/70 °С с нижней срезкой на 70 °С (для обеспечения ГВС).

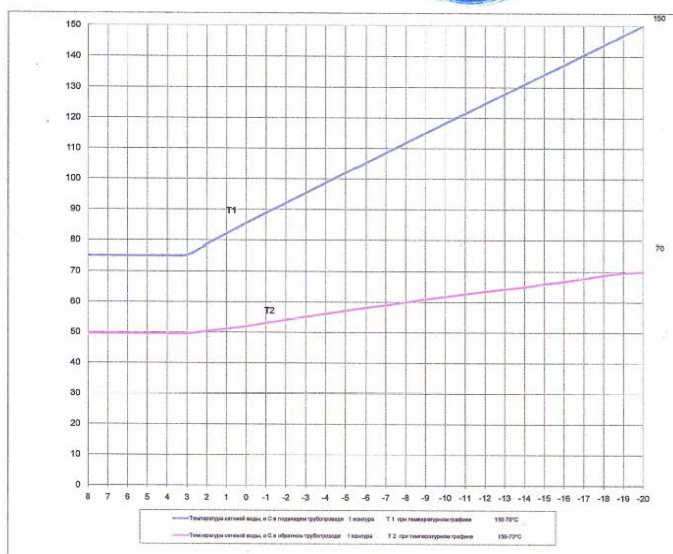
Утверждённый температурный график отпуска тепла от ТЭЦ-2 представлен на рисунке 1.2.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.



График центрального качественного регулирования отпуска тепла от источников ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 на 2014-2015 г.г. Приложение 1

Температура наружного воздуха, °С	Температура отопительной воды, °С
8	75,00
7	75,00
6	75,00
5	75,00
4	75,00
3	75,24
2	76,68
1	82,08
0	86,60
-1	89,80
-2	92,10
-3	95,40
-4	98,70
-5	102,00
-6	105,28
-7	108,52
-8	111,78
-9	115,04
-10	118,30
-11	121,48
-12	124,68
-13	127,84
-14	131,02
-15	134,20
-16	137,26
-17	140,62
-18	143,68
-19	146,84
-20	150,00



Главный инженер филиала Камчатские ТЭЦ
Начальник тепловых сетей
Начальник ТЭЦ-1
Начальник ТЭЦ-2
"Сотласовано"
Директор РДУ

Ю.Н. Болотников
С.А. Королев
Д.И. Корелкин
П.А. Чернов
П.В. Юнеников

Мощность источника, Гкал/ч
ТЭЦ-1
ТЭЦ-2

Полученная мощность
ТМ-1
ТМ-2
ТМ-3

Рисунок 2.2. – Температурный график отпуска тепла от ТЭЦ-2

2.2 Состав и характеристики основного оборудования, анализ состояния оборудования

В группу основного оборудования станции с давлением пара 130 кг/см² входят:

- три энергетических котла марки БКЗ-320-140ГМ, ст.№№ 1÷3;
- две паровых турбины ПТ-80/100-130/13 ст. №№ 1 и 2.

2.2.1 Котельное оборудование станции

Энергетические котлы станции БКЗ-320-140ГМ (Барнаульского котельного завода) относятся к энергетическим котлам большой мощности и устанавливаются, в основном, на ТЭЦ.

БКЗ 320-140 ГМ предназначен для работы на природном газе и мазуте. Котёл одnobарабанный, вертикально-водотрубный, с естественной циркуляцией, П-образной компоновки, в газоплотном исполнении. Установка котла закрытая.

Для организации топочного процесса топка оборудована шестью газомазутными горелками, расположенными на фронтальной стене топки в два яруса (по три горелки в каждом ярусе). Для снижения концентрации окислов азота (NO_x) на котле предусмотрена рециркуляция дымовых газов, а также применена схема двухступенчатого сжигания (воздушные сопла, установленные выше горелок).

Конструкция топочно-горелочного устройства обеспечивает нормативные выбросы вредных веществ за котлом. Удельные выбросы оксидов азота (NO_x) за котлом, 125 мг.

Котёл поставляется транспортабельными блоками, габаритные размеры котла:

- Ширина по осям колонн – 13,300 м.;
- Глубина по осям колонн – 16,300 м.;
- Высшая отметка котла находится на +27,400 м.

Топливо для котла является природный газ и топочный мазут, паропроизводительность котла составляет 320 т/ч, КПД (брутто) при работе на газе – 93,68 %.

Котлы спроектированы для работы со следующими параметрами:

- номинальная паропроизводительность – 320 т/ч;
- давление перегретого пара – 140 кг/см²;
- температура перегретого пара – 560 °С;
- температура питательной воды – 230 °С;
- давление в барабане – 150 кг/см².

Температура острого пара регулируется за счёт поверхностного и впрыскивающего пароохладителей.

Чертёж котла представлен на рисунке 2.3.

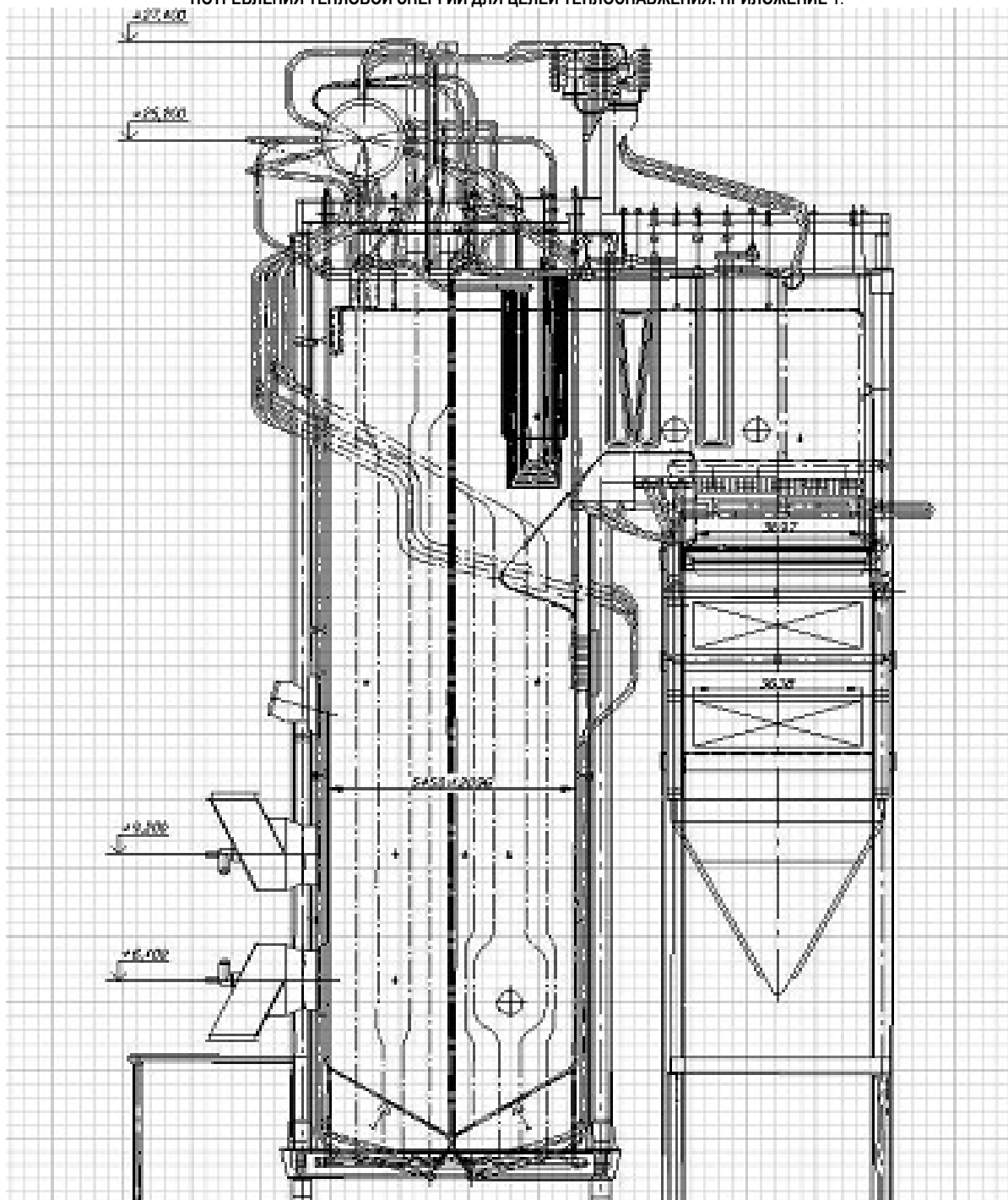


Рисунок 2.3. – Боковой разрез котла БКЗ

Состав и состояние энергетических котлов станции представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1. – Состав и состояние котельного оборудования (энергетические паровые котлы)

Ст. №	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры острого пара			Возраст на 01.01.2015, лет	Год последней реконструкции или модернизации	Цель реконструкции и модернизации	Топливо (основное/резервное)
					Р, кгс/см ²	t, °C	Производительность, т/ч				
1	БКЗ-320-140ГМ	1985	189	189	140	560	320	30	2009	Перевод для работы на газе	газ/мазут
2	БКЗ-320-140ГМ	1986	189	189	140	560	320	29	2009		газ/мазут
3	БКЗ-320-140ГМ	1988	189	189	140	560	320	27	2010		газ/мазут
ИТОГО			567	567	567		960				

Основным видом топлива для ТЭЦ является природный газ с теплотой сгорания порядка 8 450 ккал/м³.

Резервным видом топлива для ТЭЦ является топочный мазут с теплотой сгорания порядка 9 880 ккал/кг.

2.2.2 Паротурбинные установки станции

Паровые турбины ПТ-80/100-130/13 ст. №№ 1 и 2 производства Ленинградского металлургического завода ЛМЗ.

Электрическая номинальная мощность паротурбинной установки 80 МВт, начальные параметры пара 13 МПа и 555°С. ПТУ предназначена для выработки электроэнергии и отпуска пара промышленных параметров с давлением 13 кг/см² (промышленный отбор) и для отопления (теплофикационный отбор). При номинальных параметрах свежего пара и при номинальных расходах и давлениях отборов может быть получена длительная максимальная мощность 100 МВт. Характеристики ПТУ представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2. – Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-80/100-130/13

	ПТ-80/100-130/13
1. Мощность, МВт	
номинальная	80
максимальная	100
2. Начальные параметры пара:	
давление, МПа	12,8
температура, °С	555
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	284 (78,88)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч	
номинальный	185
максимальный	300
5. Давление производственного отбора, МПа	1,28
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	470
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа	
в верхнем	0,049–0,245
в нижнем	0,029–0,098
8. Температура воды, °С	
питательной	249
охлаждающей	20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	2,84

Паровая турбина паротурбинной установки ПТ-80/100-130/13 двухцилиндровая, одновальная. Проточная часть ЦВД турбины состоит из одновенечной регулирующей ступени и 16 ступеней давления.

Проточная часть ЦНД состоит из трёх частей:

- Первая до верхнего отопительного отбора имеет регулирующую ступень и семь ступеней давления;
- Вторая между отопительными отборами имеет две ступени давления;
- Третья между нижним отопительным отбором и конденсатором имеет регулирующую ступень и две ступени давления.

Ротор высокого давления цельнокованный. Первые десять дисков ротора низкого давления то же откованы вместе с ротором, остальные диски насадные.

Роторы ЦВД и ЦНД соединены жестко с помощью муфты, фланцы которой откованы вместе с ротором.

Выхлопная часть турбины отлита заодно с корпусом заднего подшипника турбины переднего подшипника генератора. Валы турбины и генератора соединены жёсткой муфтой.

В состав каждой паротурбинной установки входят:

- паровая турбина;
- турбогенератор ТВФ-120-2 с водородным охлаждением;
- регенеративная установка, состоящая из четырёх ПНД и трёх ПВД (состав регенеративных установок паровых турбин ст.№№ 1 и 2 представлен в таблице 2.3);
- двухходовой двухпоточный конденсатор с поверхностью охлаждения 3 000 м²;
- два паровых двухступенчатых эжектора и один эжектор пусковой;
- три конденсатных насоса.

Таблица 2.3. – Состав регенеративной установки паровой турбины ПТ-80/100-130/13

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	80 КЦС-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	встроен в конденсатор
	ПНД-2	ПН-130-16-10-II
	ПНД-3	ПН-200-16-7-I
	ПНД-4	ПН-200-16-7-I
Деаэратор	Д	ДП-500/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-450-230-25
	ПВД-2	ПВ-450-230-35
	ПВД-3	ПВ-450-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСГ-1300-3-8
	ПС-2	ПСГ-1300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	–	МП-165-150-I
Конденсатный насос	КН	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Питательные насосы	ПЭН	ПН-500-200

Характеристика регенеративных нерегулируемых отборов паротурбинной установки представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4. – Состав нерегулируемых отборов паровой турбины ПТ-80/100-130/13

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	4,570	421	26,3 + 3,0
ПВД № 2	2,660	352	33,0
ПВД № 1	1,270	267	10,5 + 5,1
Деаэратор	1,270	267	13,9 + 1,7
ПНД № 4	0,410	196	28,4
ПНД № 3	0,088	–	–
ПНД № 2	0,034	–	–
ПНД № 1	0,003	–	–

Принципиальная схема турбоагрегата ПТ-25-90/10 представлена на рисунке 2.4.

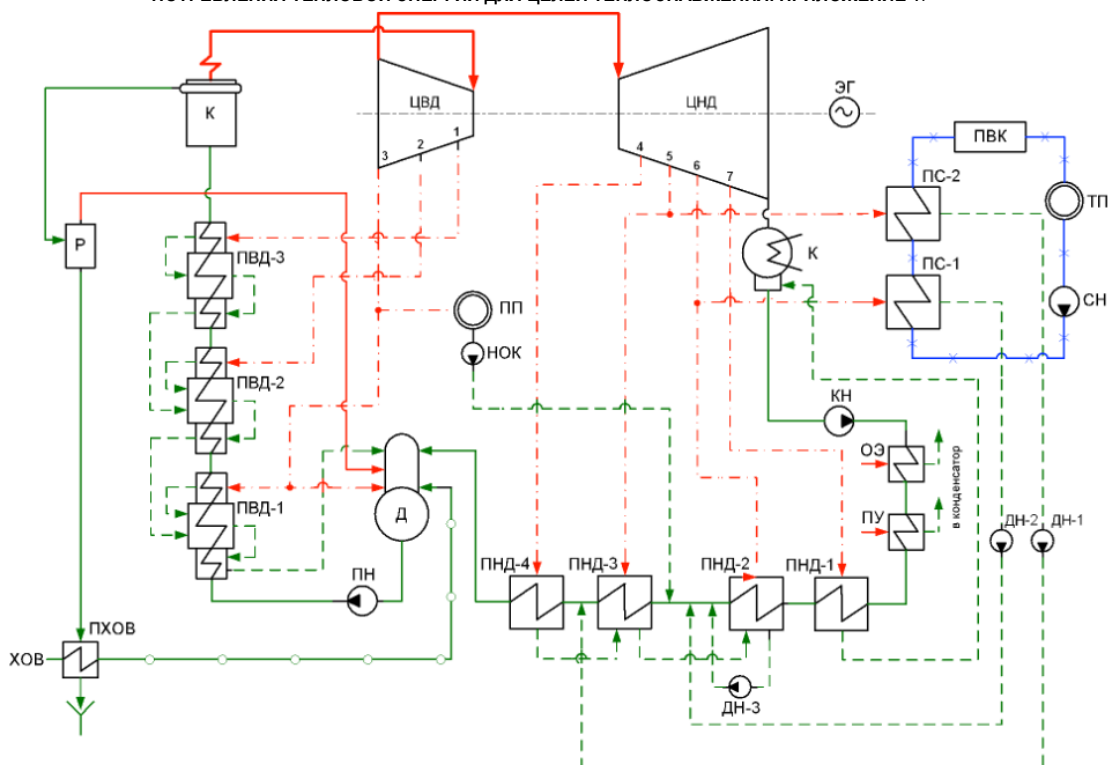


Рисунок 2.4. – Принципиальная тепловая схема турбоагрегатов типа ПТ-80/100-130/13

Продольный разрез ЦВД турбины представлен на рисунке 2.5, продольный разрез ЦНД турбины представлен на рисунке 2.6.

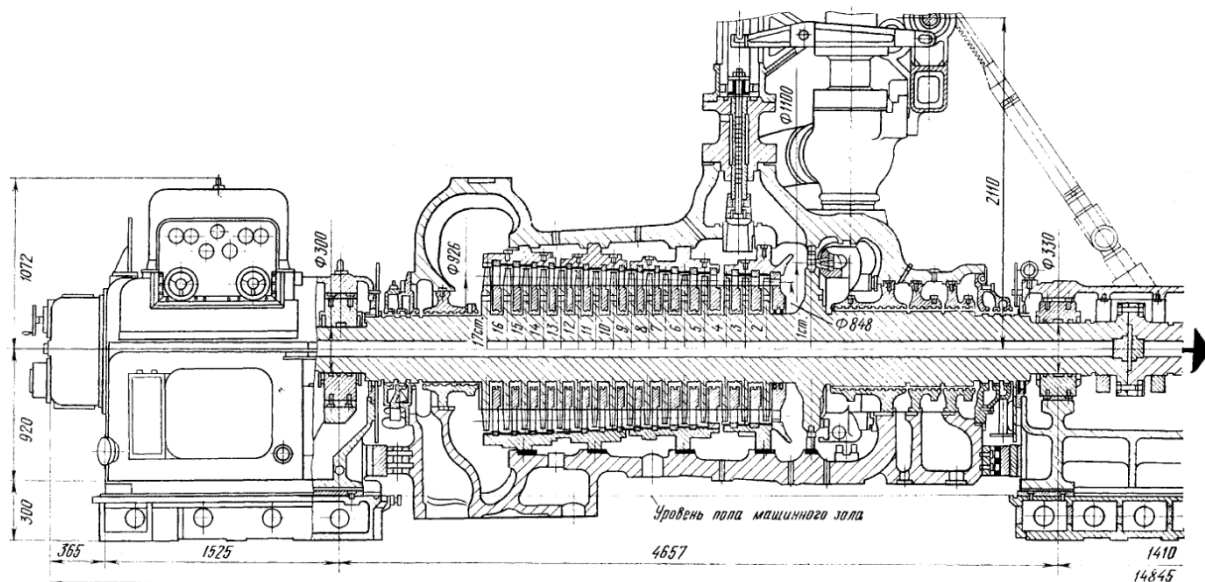


Рисунок 2.5. – Продольный разрез ЦВД турбины ПТ-80/100-130/13

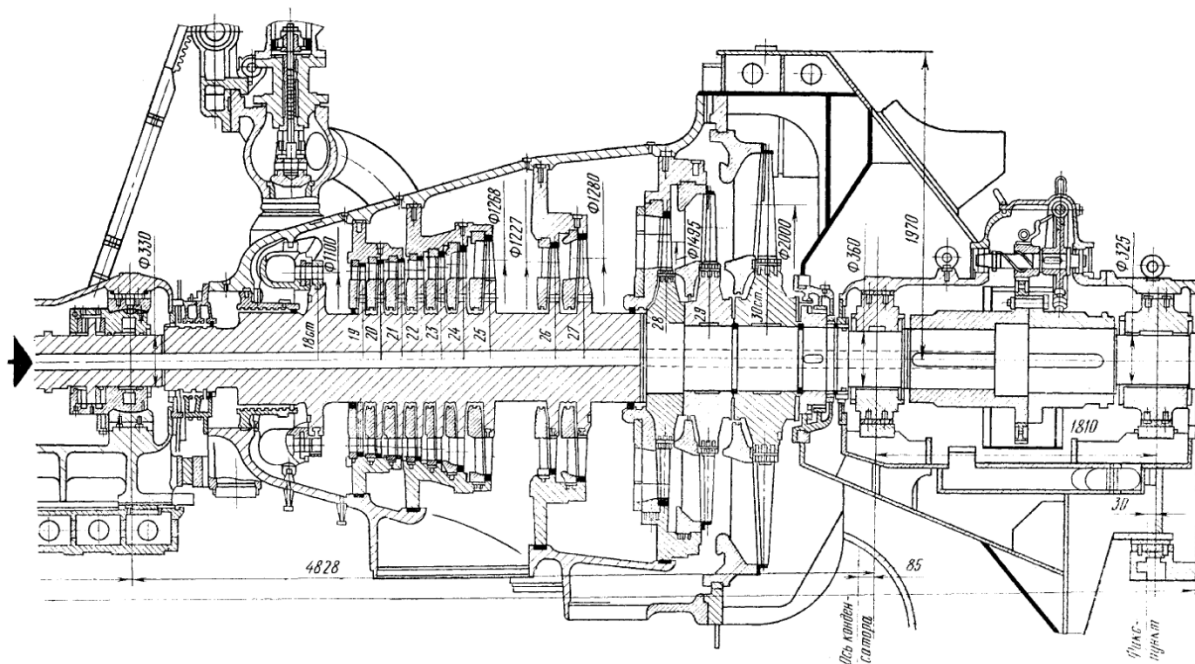


Рисунок 2.6. – Продольный разрез ЦНД турбины ПТ-80/100-130/13

Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе — при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе — при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

При номинальных параметрах свежее пара, расходе охлаждающей воды в конденсатор $8000 \text{ м}^3/\text{ч}$, температуре охлаждающей воды 20°C , полностью включенной регенерации, количестве конденсата, подогреваемого в ПВД, равном 100% расхода пара через турбину, при работе турбоустановки с деаэратором $0,59 \text{ МПа}$, со ступенчатым подогревом сетевой воды, при полном использовании пропускной способности турбины и минимальном пропуске пара в конденсатор могут быть взяты следующие номинальные величины регулируемых отборов:

- При электрической мощности 80 МВт производственный отбор — 185 т/ч при абсолютном давлении $1,275 \text{ МПа}$ и суммарный отопительный отбор — 285 ГДж/ч (132 т/ч) при абсолютных

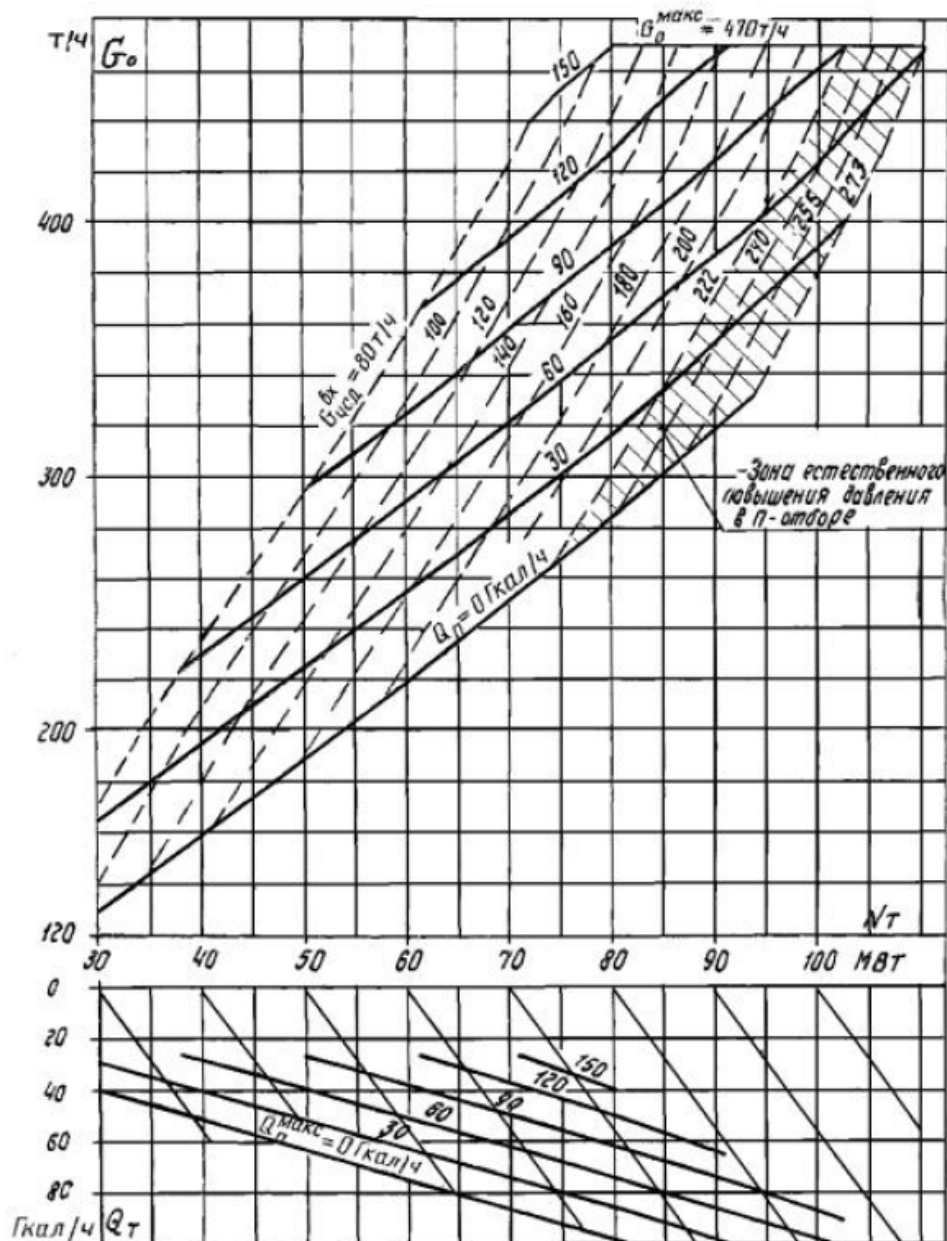
давлениях: в верхнем отборе – 0,088 МПа и в нижнем отборе – 0,034 МПа;

- Максимальная величина производственного отбора при абсолютном давлении в камере отбора 1,275 МПа составляет 300 т/ч. При этой величине производственного отбора и отсутствии отопительных отборов мощность турбины составляет -70 МВт. При номинальной мощности 80 МВт и отсутствии отопительных отборов максимальный производственный отбор составит 250 т/ч.
- Максимальная суммарная величина отопительных отборов равна 420 ГДж/ч (200 т/ч), при этой величине отопительных отборов и отсутствии производственного отбора мощность турбины составляет около 75 МВт; при номинальной мощности 80 МВт и отсутствии производственного отбора максимальные отопительные отборы составят около 250 ГДж/ч (-120 т/ч).

Максимальная мощность турбины при выключенных производственном и отопительных отборах, при расходе охлаждающей воды 8000 м³/ч с температурой 20 °С, полностью включенной регенерации составит 80 МВт. Максимальная мощность турбины 100 МВт, получаемая при определенных сочетаниях производственного и отопительного отборов, зависит от величины отборов и определяется диаграммой режимов.

Диаграмма режимов паровой турбины ПТ-80/100-130/13 при двухступенчатом подогреве сетевой воды представлена на рисунке 2.7 (данные ТХ 34-70-010-80 «Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ»).

Рис. 35	ТИПОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБОАГРЕГАТА ДИАГРАММА РЕЖИМОВ ПРИ ДВУХСТУПЕНЧАТОМ ПОДОГРЕВЕ СЕТЕВОЙ ВОДЫ	Тип ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ
---------	--	--------------------------------



Условия: $P_0 = 13$ МПа (130 кгс/см²); $t_0 = 555$ °С; $P_n = 1,3$ МПа (13 кгс/см²); $P_{ВТО} = 0,12$ МПа (1,2 кгс/см²); $P_2 = 5$ кПа (0,05 кгс/см²); $G_{шт} = G_0$; $t_2 = 52$ °С.

Рисунок 2.7. – Диаграмма режимов работы ПТУ ПТ-80/100-130/13 ЛМЗ

Предусматривается возможность работы турбоустановки с пропуском подпиточной и сетевой воды через встроенный пучок.

При охлаждении конденсатора сетевой водой конденсатор турбины может работать по тепловому графику. Максимальная тепловая мощность

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

встроенного пучка составляет 130 ГДж/ч при поддержании температуры в выхлопной части не выше 80 °С.

Допускается длительная работа турбины с номинальной мощностью при следующих отклонениях основных параметров от номинальных:

- при одновременном изменении в любых сочетаниях начальных параметров свежего пара — давления от 12,25 до 13,23 МПа и температуры от 545 до 560 °С; при этом температура охлаждающей воды должна быть не выше 20 °С;
- при повышении температуры охлаждающей воды при входе в конденсатор до 33 °С и расходе охлаждающей воды 8000 м³/ч, если начальные параметры свежего пара при этом не ниже номинальных;
- при одновременном уменьшении величин производственного и отопительных отборов пара до нуля.
- при повышении давления свежего пара до 13,72 МПа и температуры до 565 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 200 ч/год.

Характеристики паротурбинных установок представлены в таблице 2.5, наработка турбинного оборудования представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.5. – Характеристики паротурбинных установок

Ст.№ паровой турбины	Марка паровой турбины	Изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Параметры острого пара		Установленная электрическая мощность, МВт		Установленная теплофикационная мощность, Гкал/ч		
				Р, кг/см.кв	t, гр.Ц.	номинал	макс.	в паре п/п	в горячей воде	сумма
1	ПТ-80/100-130/13	ЛМЗ	1985	140	555	80	100	110	70	180
2	ПТ-80/100-130/13	ЛМЗ	1987	140	555	80	100	110	70	180
						229	255	220	140	360

Таблица 2.6. – Нарботка турбинного оборудования (паротурбинные установки)

Ст. №	Год достижения паркового ресурса	Индивид. ресурс до, час.	Организация ответственная за продление ПР	Кол-во продлений ПР	Дата оформления продления	Дата модернизации	Вид работ по продлению ПР	Доп. Ресурс, час	Нарботка после модер., час.	Год достижения индив. ресурса
3	2022	--	--	--	--	--	--	--	--	--
4	2024	--	--	--	--	--	--	--	--	--

2.3 Схемы отпуска тепла, состав и характеристика теплофикационного оборудования

ТЭЦ-2 является источником тепла для тепловых сетей города. Отпуск тепла внешним потребителям осуществляется теплоносителем, в качестве которого используется горячая вода и пар промышленных параметров с давлением $8 \div 13 \text{ кгс/см}^2$

Вывод тепла в горячей воде от ТЭЦ-2 осуществляется по одному выводу водяных тепловых сетей: вывод «ТМ-3», подающий и обратный трубопроводы 2xDy-800, протяженностью 13,2 км.

Присоединение систем горячего водоснабжения к тепловым сетям потребителей станции выполнено по закрытой схеме.

Принципиальная схема теплофикационной установки станции представлена на рисунке 2.8.

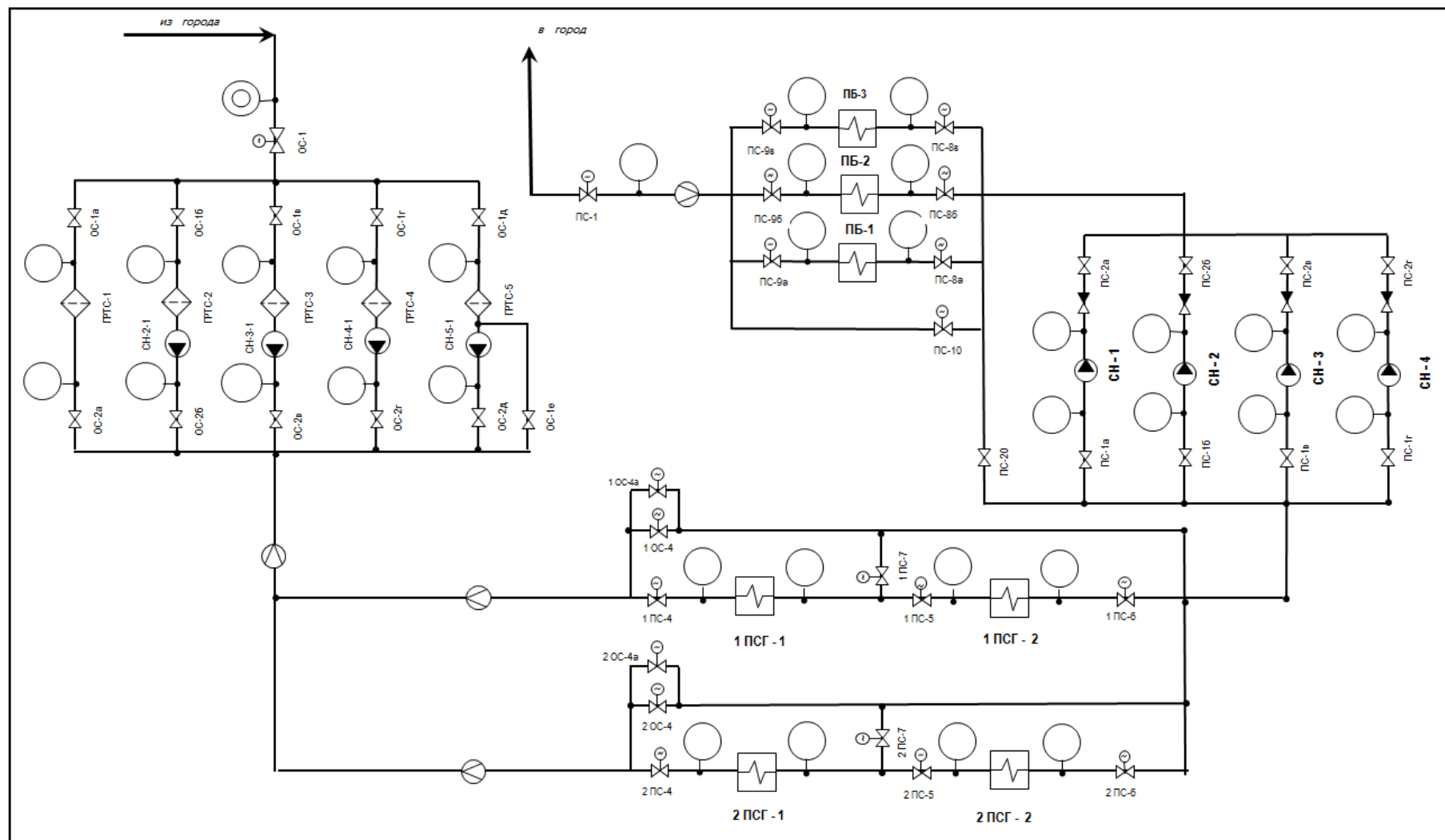


Рисунок 2.8.- Принципиальная схема ТФУ ТЭЦ-2

Теплофикационная установка Камчатской ТЭЦ-2 состоит из четырёх основных бойлеров ПСГ-1300-3-8 и трёх пиковых бойлеров ПСВ-500-14-23.

Каждая турбина станции оснащена двумя ПСГ (ПСГ-1 и ПСГ-2) расположенными непосредственно под цилиндрами паровых турбин (под верхними и нижними регулируемые отопительными отборами соответственно). ПСГ представляет собой горизонтальный поверхностный пароводяной теплообменный аппарат.

Подача пара на основные бойлера, осуществляется от регулируемых отопительных отборов паровых турбин ст. №№ 1 и 2 с давлением пара в нижнем отопительном отборе $0,3 \div 1 \text{ кг/см}^2$ и с давлением в верхнем отопительном отборе $0,5 \div 2,5 \text{ кг/см}^2$.

Максимально возможная тепловая нагрузка на ПСГ парового турбоагрегата составляет порядка 115 Гкал/ч, максимальный суммарный расход пара в теплофикационные отборы 220 т/ч. При теплофикационном режиме турбина должна работать, как правило, с двумя теплофикационными отборами, так как такой режим является наиболее экономичным. Разрешается работа с одним нижним теплофикационным отбором, однако такой режим целесообразен только при малых тепловых нагрузках.

ПСГ-1 не отключается по пару при любых режимах работы турбины, в связи с чем предусмотрена подача химически обессоленной или химически очищенной воды в трубную систему подогревателя при его отключении по сетевой воде для создания протока в бак низких точек или в сливной циркуляционный водовод турбины.

Для каждого подогревателя ПСГ предусмотрены два конденсатных насоса типа Кс-80-155 для откачивания конденсата греющего пара в трубопровод основного конденсата турбины: из ПСГ-1 в трубопровод после ПНД-2, из ПСГ-2 в трубопровод после ПНД-3. На случай появления неплотности трубной системы подогревателей или неудовлетворительных показателей воднохимического режима по конденсату греющего пара предусмотрен аварийный слив конденсата из напорных коллекторов конденсатных насосов в сливной циркуляционный водовод турбины. При малых тепловых нагрузках слив конденсата из ПСГ-2 осуществляется через гидрозатвор высотой 15 метров в ПСГ-1, а из ПСГ-1 через гидрозатвор высотой 12 метров в расширитель дренажей турбины.

Подача греющего пара на пиковые бойлера (ПСВ – 1 ÷ 3) производится от общестанционного коллектора пара промышленных параметров $10 \div 16 \text{ кг/см}^2$, запитанного от паровой турбин, а также от РОУ ст №№ 1, 2 и 3. Пиковые бойлера представляют собой пароводяной теплообменник вертикального типа, основными узлами которого являются: корпус, трубная система, верхняя и нижняя (плавающая) водяные камеры

Подпитка теплосети осуществляется деаэрированной химически очищенной водой.

В аварийных условиях подпитка тепловых сетей может производиться:

- Недеаэрированной, подогретой до $20 - 90 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в ППТС – 1, 2 химочищенной водой, подаваемой из бака химочищенной воды ХВО насосами химочищенной воды через задвижку ХВ – 52, охладитель подпитки теплосети ОПТС и автоматический регулятор ПТ – 6р в обратный трубопровод теплосети города;
- Не прошедшей химочистку и не деаэрированной сырой водой, подаваемой насосами р. “Дорожный” по трубопроводам наружного пожарного кольца и внутреннего пожарного кольца через задвижки ПЗ – 29, ТСВ – 11 на всас насосов подпитки теплосети НПТС – 1, 2, 3;
- Не прошедшей химочистку и недеаэрированной технической водой, последовательно подаваемой из оз. Халактырского циркуляционными насосами ЦН – 1, 2, 3, 4 и насосами охлаждения генератора НОГ – 1а, 1б, 2а, 2б через задвижки ТСВ – 10, ТСВ – 11 на всас насосов подпитки теплосети НПТС – 1, 2, 3.

Так же в системе подпитки теплосети предусмотрена аварийная подпитка теплосети города технической водой из оз. Халактырского, которая подается аварийным насосом подпитки теплосети НПТС - 4 типа Д-320-70а. Данный насос используется как статический при останове теплосети.

В таблице 2.7 представлены характеристики основных бойлеров теплофикационной установки станции.

Таблица 2.7. – Характеристика основных бойлеров теплофикационной установки ТЭЦ-2

		Основные бойлера				Пиковые бойлера		
Обозначение		ПСГ-1	ПСГ-2	ПСГ-1	ПСГ-2	ПСВ-1	ПСВ-3	ПСВ-9
Тип		ПСГ-1300-3-8-I	ПСГ-1300-3-8-II	ПСГ-1300-3-8-I	ПСГ-1300-3-8-II	ПСВ-500-14-23	ПСВ-500-14-23	ПСВ-315-14-23
Место подключения по пару		Нижний Т-отбор ТА-1	Верхний Т-отбор ТА-1	Нижний Т-отбор ТА-2	Верхний Т-отбор ТА-2	Коллектор, РОУ		
Площадь поверхности нагрева	м ²	1300	1300	1300	1300	500	500	315
Число ходов по воде	-	4	4	4	4	2	2	2
Номинальная тепловая производительность ⁵	Гкал/ч	55	55	55	55	60	60	60
Номинальный расход греющего пара	т/ч	100	100	100	100	110	110	110
Максимальный нагрев сет. воды	°С	30	50	30	50	50	50	50
Номинальное давление пара	кгс/см	0,3-1,0	0,5-2,5	0,3-1,0	0,5-2,5	8	8	8
Номинальное давление сетевой воды	кгс/см	8	8	8	8	14	14	14
Номинальный расход сетевой воды	т/ч	2300	2300	2300	2300	1500	1500	1000
Минимально допустимый расход сетевой воды	т/ч	1000	1000	1000	1000	1000	1000	700

⁵ По ПСГ принята как средняя по двум ПСГ

Номинальная установленная тепловая мощность теплофикационной установки (по таблице 2.7) составляет 400 Гкал/ч.

Фактическая тепловая мощность теплофикационной установки составляет 380 Гкал/ч.

Ограничение установленной мощности ТФУ станции в 20 Гкал/ч. обусловлено максимальной производительностью отопительных отборов паровых турбин в 200 Гкал/ч. Номинальная установленная мощности ПСГ станции 220 Гкал/ч.

На ТЭЦ-2 установлено 8 сетевых насосов, в том числе:

- четыре насоса первого подъема марки СЭ-1250-45-1;
- четыре насоса второго подъема марки СЭ-1250-140-1.

Характеристики сетевых насосов ТЭЦ-2 представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8. – Характеристика сетевых насосов ТЭЦ-2

Марка сетевого насоса	Кол-во	Производительность, м ³ /ч	Число оборотов, об/мин	Напор, м.	Мощность эл. двигателя, кВт	Напряжение, В	Принадлежность
СЭ-1250-45-11	4	1250	1500	140	660	6000	Сетевые насосы (СН-1-1, 2-1, 3-1, 4-1) первого подъема
СЭ-1250-140-11	4	1250	2940	450	2000	6000	Сетевые насосы (СН-1-2, 2-2, 3-2, 4-2) второго подъема

На ТЭЦ-2 установлено 11 конденсационных насосов, в том числе:

- три конденсационных насоса пиковых бойлеров;
- восемь конденсационных насосов ПСГ.

Характеристики конденсационных насосов ТФУ ТЭЦ-2 представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9. – Характеристика сетевых насосов второго подъема ТЭЦ-1

Марка сетевого насоса	Кол-во	Производительность, м ³ /ч	Число оборотов, об/мин	Мощность эл. двигателя, кВт	Напряжение, В	Принадлежность
5КС-80-155	8	80	2940	75	380	Конденсатные насосы ПСГ
5КС-80-155	3	80	2940	75	380	Конденсатные насосы пиковых бойлеров

Источником пара для ТФУ станции являются отопительные отборы паротурбинных установок и общестанционный коллектор пара промышленных параметров.

Пар на коллектор пара промышленных параметров подается от теплофикационных отборов паровых турбин, двух РОУ 140/10-14 (РОУ-1 и РОУ-3 которое так же является растопочным, для сбора пара котла при его растопке) и одной РОУ 140/20-15 (РОУ-2).

Для подачи пара 6 кгс/см² на пароводяные подогреватели собственных нужд, подогреватели подпитки тепловой сети и деаэраторы 1,2 кгс/см² установлены две РОУ 14/6 кгс/см² (РОУ-4; РОУ-5).

Характеристики редукционно-охладительных установок станции представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10. – Характеристики редукционно-охладительных ТЭЦ-1

Показатель	Ед. измерения	РОУ-1	РОУ-2	РОУ-3	РОУ-4	РОУ-5
Марка		РОУ-V-BA3	РОУ-III-BA3	РОУ-IV-BA3	РОУ 14/6	РОУ 14/6
Производительность	т/час	250	60	150	20	20
Параметры острого пара, в том числе:						
- давление	кгс/см ²	140	140	140	14	14
- температура	°C	570	570	570	300	300
Параметры редуцированного пара, в том числе						
- давление	кгс/см ²	10÷14	20÷15	10÷16	6	6
- температура	°C	250	250	250	190	190

2.4 Режимы работы станции

Оборудование станции в основном работает в теплофикационном режиме. Выработка электрической энергии осуществляется на базе отпускаемой тепловой энергии в максимально эффективном режиме. Покрытие тепловых нагрузок осуществляется в основном отработанным паром (более 99%). Структура покрытия тепловых нагрузок осуществляется последовательно с максимальным использованием наиболее экономичного оборудования.

Камчатская ТЭЦ-2 осуществляет отпуск тепла потребителям в виде горячей воды по одной магистрали и отпуск пара промышленных параметров.

Распределение электрических и тепловых нагрузок между отдельными агрегатами электростанции осуществляется равномерно (в среднем за 8-мь

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

прошедших лет ТГ-1 была загружена на 50,3% по электрической установленной мощности, ТГ-2 – 52,3%).

В таблице 2.11 и на рисунке 2.9 представлены данные загрузки установленной электрической мощности по каждому турбоагрегату станции за период с 2007 по 2014 годы.

Таблица 2.11. – Загрузка установленной электрической мощности ТЭЦ-2 по каждому турбоагрегату за период с 2007 по 2014 годы, в %

Ст.№	Марка	Годы								В среднем за период
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	
ТГ-1	ПТ-80/100-130/13	56,61	61,35	50,46	42,82	34,98	64,82	43,21	48,55	50,35
ТГ-2	ПТ-80/100-130/13	40,11	38,40	49,28	64,96	70,71	41,34	59,97	53,23	52,25

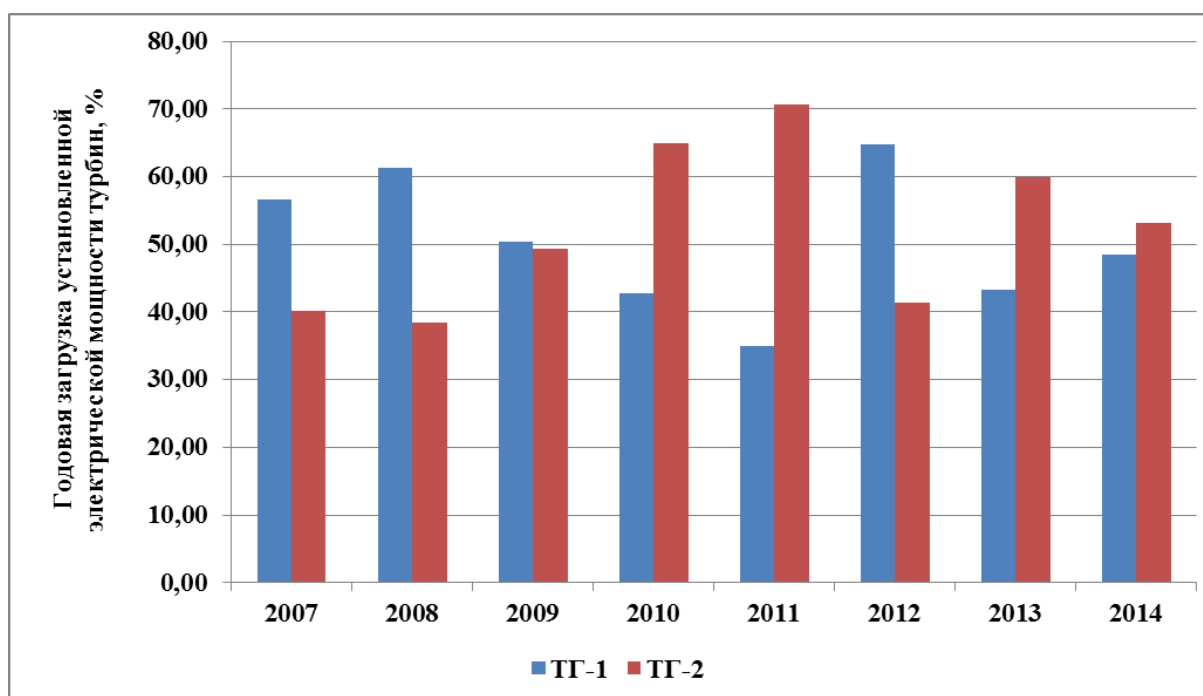


Рисунок 2.9. – Загрузка установленных электрических мощностей ТЭC-1 за период с 2007 по 2014 годы

Как видно из таблицы 2.11 и рисунка 2.9 загрузка установленных электрических мощностей паротурбинных установок на ТЭC-2 производится практически равномерно.

2.5 Анализ динамики выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливopotребления

Динамика установленной и располагаемой электрической и тепловой мощности, выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливopotребления, максимальных достигнутых тепловых и электрических нагрузок станции за период 2011-2014 гг. представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12. – Динамика выработки и отпуска электрической и тепловой энергии, топливopotребления ТЭЦ-2

Наименование	2011	2012	2013	2014
Электрическая располагаемая мощность турбин, МВт	160	160	160	160
Максимальная электрическая нагрузка, МВт	155	156	152	155
Выработка электроэнергии, тыс.кВт*ч	740 664	746 008	723 104	713 280
Отпуск электрической энергии, тыс.кВт*ч	656 380	661 653	642 083	633 203
Число часов использования установленной эл. мощности	4 629	4 663	4 519	4 458
Тепловая установленная мощность, Гкал/ч	410	410	410	410
В том числе по турбоагрегатам	360	360	360	360
Максимальная тепловая нагрузка, Гкал/ч	190	189	180	188
Отпуск тепла, Гкал.	818 262	838 178	820 005	802 905
Число часов использования установленной тепловой мощности турбин, ч	2 385	2 441	2 388	2 338
Расход топлива, т у.т.	319 318	322 700	310 884	308 719
Коэффициент использования топлива станцией КИТТ, %	61,84	62,27	63,03	62,33

На рисунке 2.10 представлена динамика отпуска тепла, электроэнергии и расхода топлива по ТЭЦ-2 за период с 2008 по 2013 годы.

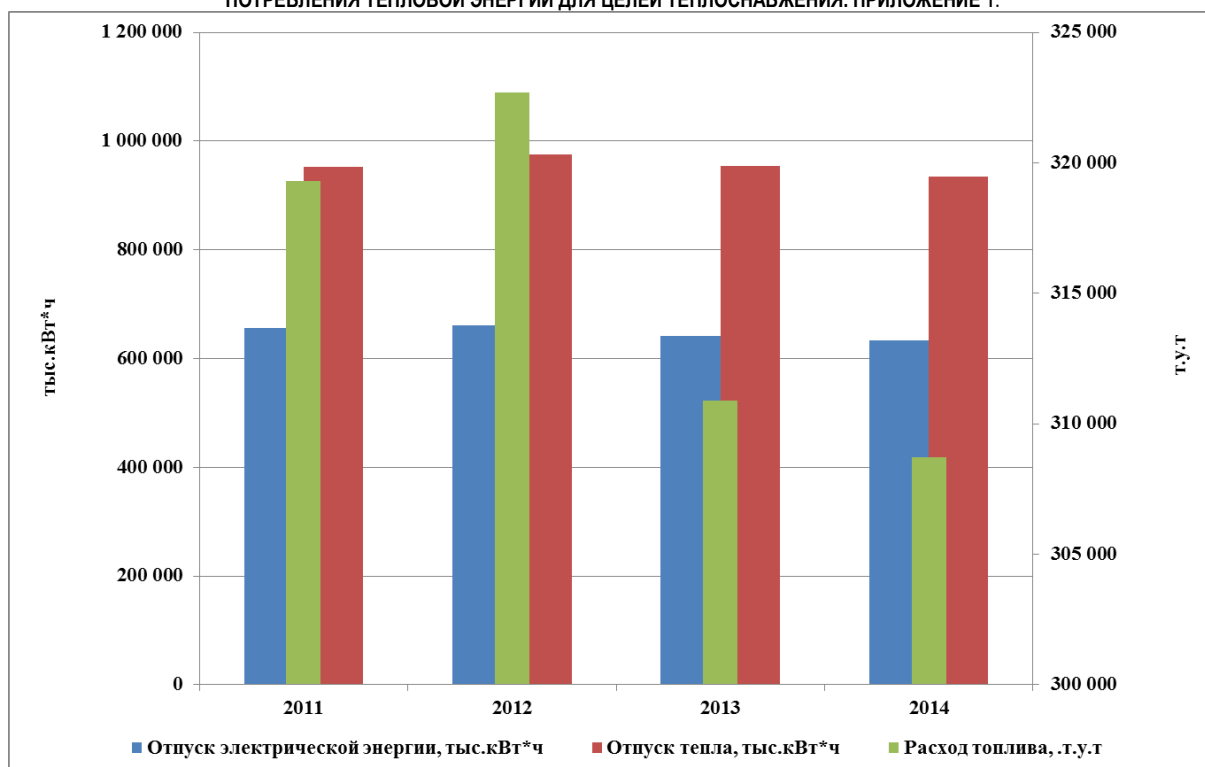


Рисунок 2.10. – Динамика отпуска тепла, электроэнергии и расхода топлива по ТЭЦ-1

Как видно из таблицы 1.19 и рисунка 1.14:

- отпуск тепла и электроэнергии по годам рассматриваемого периода изменяется незначительно;
- фактический расход топлива в 2012 году повышается, в остальной период снижается незначительно и достигает в 2014 году 96% от фактического расхода топлива в 2012 года.

2.6 Техно-экономические показатели работы ТЭЦ-1 в период 2011-2014 гг.

В таблице 2.13 приведены основные технико-экономические (эксплуатационные) показатели работы ТЭЦ-2 за период 2011 ÷ 2014 годов, включающие в себя базовые целевые показатели функционирования системы теплоснабжения в части источников комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Таблица 2.13. – Техно-экономические показатели работы ТЭЦ-2 за период с 2011 по 2014 годы

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измерения	Годы			
			2011	2012	2013	2014
1	Установленная мощность на конец года:					
	– электрическая	МВт	160	160	160	160
	– тепловая, всего	Гкал/ч	410	410	410	410
	в том числе:					
	– тепловая, по турбоагрегатам	Гкал/ч	360	360	360	360
2	Число часов использования установленной среднегодовой мощности					
	– электрической	час/год	4 629	4 663	4 519	4 458
	– тепловой турбоагрегатов	час/год	2 385	2 441	2 388	2 338
3	Максимум нагрузки					
	в том числе:					
	– электрической	МВт	155	156	152	155
	– тепловой	Гкал/ч	190,4	188,5	179,9	188,3
4	Выработано электроэнергии	тыс.кВт*ч	740 664	746 008	723 104	713280
	в том числе:					
	– по теплофикационному циклу	тыс. кВт*ч	431 032	427 919	414 781	418 379
5	Отпущено электроэнергии	тыс.кВт*ч	656 380	661 653	642 083	633 203
6	Отпущено тепла внешним потребителям	Гкал	818 262	838 178	820 005	802905
	в том числе:					
	– отработавшим паром	Гкал	817 792	836 813	818 670	801 530
7	Расход электроэнергии на собственные производственные нужды	тыс.кВт*ч				

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

№ п/ п	Наименование показателя	Ед. измере ния	Годы			
			2011	2012	2013	2014
	– на выработку электроэнергии	тыс.кВт*ч	53 436	53 751	51 395	50 470
	– на отпуск тепла	тыс.кВт*ч	30 848	30 604	29 626	29 607
8	Фактический удельный расход условного топлива:					
	– на отпущенную электроэнергию	г/кВтч	317,25	316,85	313,98	317,33
	– на отпущенное тепло	кг/Гкал	135,75	134,88	133,27	134,25
9	Удельный расход электроэнергии на собственные производственные нужды					
	– на выработку электроэнергии	%	7,21	7,21	7,11	7,08
	– на отпуск тепла	кВт*ч/Гкал	37,70	36,51	36,13	36,87
10	Фактический расход условного топлива	т у.т.	319 318	322 700	310 884	308 719
	– на отпущенную электроэнергию	т у.т.	208 236	209 643	201 600	200 932
	– на отпущенное тепло	т у.т.	111 082	113 057	109 284	107 787
11	Расход топлива за год на отпуск электрической и тепловой энергии:					
	Натурального					
	– угля	тыс.м3	213 740	269 755	255 345	254 889
	– мазута	т	52 392	1 926	2 327	834
	Условного	т у.т.				
	в том числе:					
	– угля	т у.т..	245 583	319 985	307 607	307 547
12	– мазута	т у.т.	73 735	2 715	3 277	1 172
	Эффективность работы станции:					
	– электрический КПД станции	%	38,69	38,74	39,09	38,68
	– тепловой КПД станции	%	105,23	105,91	107,19	106,41
	– приведённый отпуск электроэнергии и тепла	Гкал	1 382 216	1 406 663	1 371 675	1 346 946
	– тепло, внесённое топливом	Гкал	2 235 225	2 258 900	2 176 188	2 161 033
	– коэффициент использования тепла топлива КИТТ (на отпуск)	%	61,84	62,27	63,03	62,33

Анализ технико-экономических показателей производственной деятельности ТЭЦ-2 за рассмотренный период показал:

- Средний за рассматриваемый период коэффициент использования тепла топлива (КИТТ) по станции составляет 62,4%, что является удовлетворительным показателем для газовых ТЭЦ;
- Удовлетворительный коэффициент использования тепла топлива объясняется выработкой 99,8% тепла отборами турбин и небольшим сроком эксплуатации основного оборудования.

Из приведённых данных можно сделать вывод, что станция эксплуатируется с удовлетворительными технико-экономическими показателями.

На рисунке 2.11 представлена динамика изменения основных показателей работы ТЭЦ-2 за период с 2011 по 2014 годы.

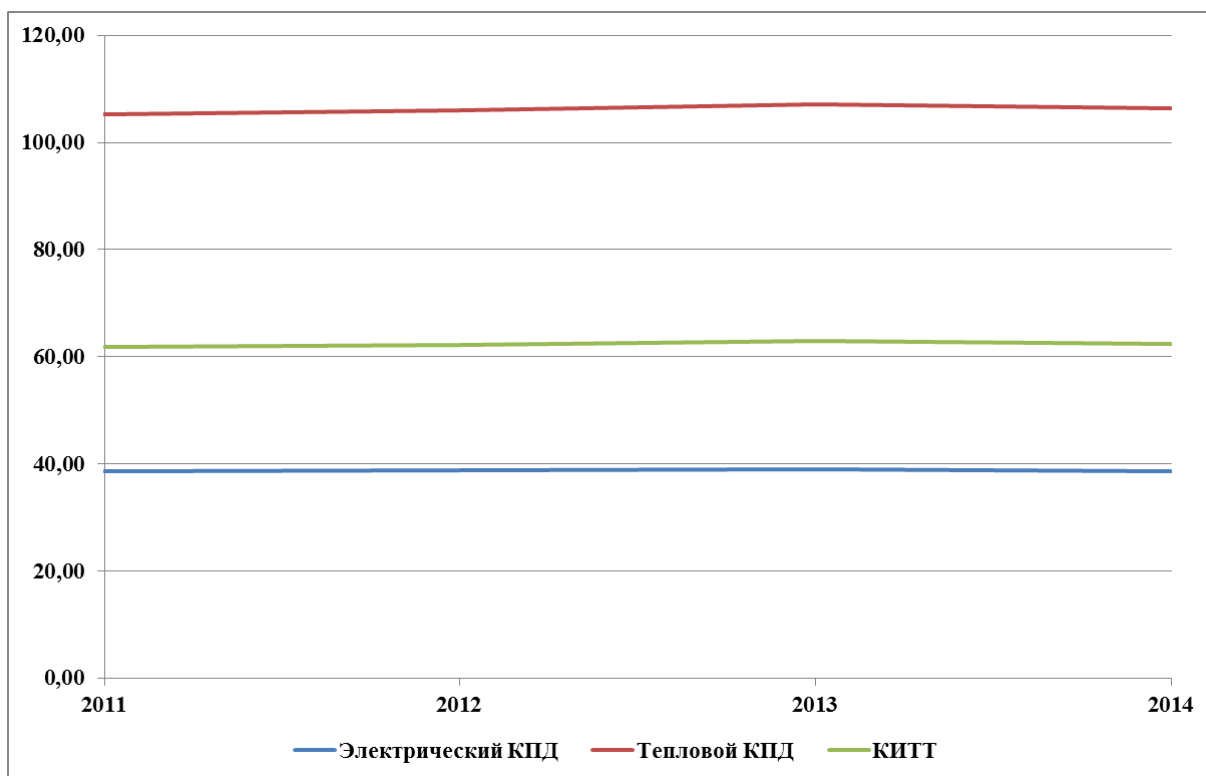


Рисунок 2.11. – Электрический, тепловой КПД и КИТТ ТЭЦ-2

Из рисунка 2.38 видно, что основные ТЭП работы ТЭЦ-2 города Петропавловск-Камчатский по годам рассматриваемого периода практически остаются неизменным (динамика не превышает 1,1 % по всем показателям).

2.7 Приборы коммерческого учета отпуска тепла от станции

В таблице 2.14 представлены данные по приборам коммерческого учета отпуска тепла ТЭЦ-2 в горячей воде.

Таблица 2.14. – Приборы коммерческого учёта отпуска тепла в горячей воде по выводам ТЭЦ-2

Тип прибора	Заводской номер	Место установки
Тепловой вывод ТМ-3		
Тепловычислитель СПТ 943.10	12190	Машинный зал отм.4,2м, шкаф ТМ-3
Расходомер-счетчик ультразвуковой SITRANS FUS SONOFLO модели SONO 3000/3100 производства фирмы «SIEMENS», двухтрековый Ду-800, Ру-16 в составе: первичный преобразователь (датчик) и вторичный преобразователь сигналов	7ME3100031003№398 7ME3055219404№388	В павильоне ЗТС ТМ-3, на подающем трубопроводе
Расходомер-счетчик ультразвуковой SITRANS FUS SONOFLO модели SONO 3000/3100 производства фирмы «SIEMENS», двухтрековый Ду-800, Ру-16 в составе: первичный преобразователь (датчик) и вторичный преобразователь сигналов	7ME3100030903№398 7ME3055219704№388	В павильоне ЗТС ТМ-3, на обратном трубопроводе
Расходомер-счетчик ультразвуковой SITRANS FUS SONOFLO модели SONO 3000/3100 производства фирмы «SIEMENS», двухтрековый Ду-100, Ру-16 в составе: первичный преобразователь (датчик) и вторичный преобразователь сигналов	7ME3100030503№388 7ME3055216204№388	Машинный зал отм.4,2м, шкаф ТМ-3, на подпитывающем трубопроводе
Преобразователь давления типа Метрон-55-ДИ-515-МП-t1 -1,6-4-20мА, Ру16, Тмакс=150°С, ЗАО «ПГ Метрон»	496508	Машинный зал отм.0м, на подающем трубопроводе ТМ-3
Преобразователь давления типа Метрон-55-ДИ-515-МП-t1 -1,6-4-20мА, Ру16, Тмакс=150°С, ЗАО «ПГ Метрон»	496500	Машинный зал отм.0м, на обратном трубопроводе ТМ-3
Преобразователь давления типа Метрон-55-ДИ-515-МП-t1 -1,6-4-20мА, Ру16, Тмакс=150°С, ЗАО «ПГ Метрон»	496503	Машинный зал отм.4,2м, на подпитывающем трубопроводе ТМ-3
Термопара сопротивления платиновая ТСР Матрон-226-03-100-А-4-1-Н10-(-30+200) С-У1.1-ГП, L=100мм, Тмакс=200°С, Тмин=-30°С, Pt100, ЗАО «ПГ Метрон»	665347x	Машинный зал отм.0м, на подающем трубопроводе ТМ-3
Комплект термопар сопротивления платиновый КТСР Матрон-226-03-100-А-У1.1-ГП, L=100мм, Тмакс=200°С, Тмин=-30°С, Pt100, ЗАО «ПГ Метрон»	31752А	Машинный зал отм.0м, на обратном трубопроводе ТМ-3
Комплект термопар сопротивления платиновый КТСР Матрон-226-03-100-А-У1.1-ГП, L=100мм, Тмакс=200°С, Тмин=-30°С, Pt100, ЗАО «ПГ Метрон»	31752	Машинный зал отм.4,2м, на подпитывающем трубопроводе ТМ-3

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Тип прибора	Заводской номер	Место установки
Термопара сопротивления платиновая ТСП Матрон-226-03-100-А-4-1-Н10-(-30+200) С-У1.1-ГП, L=100мм, Т _{макс} =200 ^о С, Т _{мин} =-30 ^о С, Pt100, ЗАО «ПГ Метрон»	665348	Трубопровод холодной воды

3 КОТЕЛЬНЫЕ ГОРОДА

3.1 Перечень котельных города

Теплоснабжение города Петропавловск-Камчатский, кроме источников с комбинированной выработкой тепла и электроэнергии осуществляется от 37 котельных суммарной установленной мощностью 272,39 Гкал/ч. Перечень котельных города Петропавловск-Камчатский представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1. – Перечень котельных города Петропавловск-Камчатский

п/п	Наименование теплоснабжающей организации (котельной)	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
1	Филиал ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»	261,18
1.1	Котельная №50 - "101 квартал"	11,84
1.2	Котельная №62 - "103 квартал"	16,00
1.3	Котельная №52 - "108 квартал"	11,84
1.4	Котельная №43 - "Чубарова"	19,47
1.5	Котельная №44 - "Ватутина"	19,47
1.6	Котельная №37 - "Психдиспансер"	1,30
1.7	Котельная №40 - "КМП"	7,50
1.8	Котельная №12 - "Сероглазка"	19,47
1.9	Котельная №34 - "Электрокотельная"	0,86
1.10	Котельная №13 - "Октябрьская"	0,30
1.11	Котельная № 7 - "Энергопоезд"	2,80
1.12	Котельная №45 - "Владивостокская"	8,00
1.13	Котельная №46 - "Школа № 18"	5,00
1.14	Котельная №32 - "Ленинградская"	3,15
1.15	Котельная №42 - "Заозерная"	4,90
1.16	Котельная №56 - "с/х Петропавловский"	6,90
1.17	Котельная №17 - "Чапаевка"	2,70
1.18	Котельная №16 - "Долиновка"	2,25
1.19	Котельная №14 - "Халактырка"	0,80
1.20	Котельная №25 - "Нагорный"	2,10
1.21	Котельная №26 - "Тундровый"	1,20
1.22	Котельная №18 - "Завойко"	32,45
1.23	Котельная № 1 - "11 км"	38,48
1.24	Котельная № 2 - "КГТУ"	5,92
1.25	Котельная № 3 - "Моховая"	32,45
1.26	Котельная № 5 - "Школа 37"	0,20
1.27	Котельная № 6 - "Радиоцентр" п. Авача	2,58
1.28	Котельная №15 - "Чавыча"	1,25

п/п	Наименование теплоснабжающей организации (котельной)	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч
2	Филиал ОАО «РЭУ» «Камчатский»	10,21
2.1	Котельная 8-56	0,42
2.2	Котельная 27-18	0,94
2.3	Котельная 33-25	2,81
2.4	Котельная 48-106	1,11
2.5	Котельная 6-1	4,11
2.6	Котельная 18-43	0,82
3	МУП "УМИТ"	1,00
3.1	Дизельная котельная	0,8
3.2	Электрокотельная №1	0,1
3.3	Электрокотельная №2	0,1
	Всего:	272,39

3.2 Котельные филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»

3.2.1 Характеристика основного оборудования котельных

В таблице 3.2 представлена характеристика основного оборудования котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика», участвующих в теплоснабжении абонентов города Петропавловск-Камчатский.

Таблица 3.2. – Характеристика оборудования котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»

Наименование котельной	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды/пара		Тип котла	Год последней реконструкции или модернизации	Цель реконструкции и модернизации	Топливо (основное/резервное)
					P, кгс/см ²	t, °C				
Котельная № 1 «11 км»	HSZ150GD, "HWASEONG BOILER CO.,LTD" Южная Корея,	2013	9,62	9,62	9	194	Паровой			природный газ (основное), мазут (резервное)
	HSZ150GD, "HWASEONG BOILER CO.,LTD" Южная Корея,	2013	9,62	9,62	9	194	Паровой			
	HSZ150GD, "HWASEONG BOILER CO.,LTD" Южная Корея,	2013	9,62	9,62	9	194	Паровой			
	HSZ150GD, "HWASEONG BOILER CO.,LTD" Южная Корея,	2013	9,62	9,62	9	194	Паровой			
Котельная № 2 «КГТУ»	ДКВР 4/13	1977	2,96	2,55	13	194	Паровой	2008	Замена труб конвективного пучка и экранных труб ДКВР 4/13	Мазут
	ДКВР 4/13	1977	2,96	2,55	13	194	Паровой	2010	Замена труб конвективного пучка ДКВР 4/13 (ст.№2)	
Котельная № 3 «Моховая»	ДКВР 10/13	1989	6,49	6,49	13	194	Паровой			Мазут
	ДКВР 10/13	2012	6,49	6,49	13	194	Паровой	2012	Замена котла ДКВР 10/13 (ст.№2)	
	ДКВР 10/13	1988	6,49	6,49	13	194	Паровой	2004	Капитальный ремонт котла ДКВР 10/13	
	ДЕ 10/14	1984	6,49	6,49	14	194	Паровой			
	ДЕ 10/14	1982	6,49	6,49	14	194	Паровой	1996	Капитальный ремонт котла ДЕ 10/14	
Котельная «Завойко»	ДКВР-10/13	1975	6,49	2,8	13	194	Паровой	1975	Замена котла ДКВР-10/13 (ст. №2)	Мазут
	ДКВР-10/13	1975	6,49	3,4	13	194	Паровой	1975	Замена котла ДКВР-10/13 (ст. №4)	
	ДКВР-10/23	1984	6,49	6,49	23	220	Паровой	1984	Замена котла ДКВР-10/23 (ст. №1)	
	ДКВР-10/23	1984	6,49	6,49	23	220	Паровой	1985	Замена котла ДКВР-10/23 (ст. №3)	
	ДКВР-10/23	1985	6,49	6,49	23	220	Паровой	1985	Замена котла ДКВР-10/23 (ст. №5)	
Котельная № 43 «Чубарова»	ДКВР 10/13	2013	6,49	5,6	13	194	Паровой	2013	Замена котла ДКВР 10/13 (ст.№1);	Мазут
	ДКВР 10/13	2005	6,49	5,6	13	194	Паровой			
	ДКВР 10/13	1976	6,49	5,1	13	194	Паровой			
Котельная № 50 «101 Квартал»	ДКВР 4/13	1998	2,96	2,96	13	194	Паровой	1998	Замена котла ДКВР 4/13 (ст.№1)	Мазут
	ДКВР 4/13	2003	2,96	2,96	13	194	Паровой	2003	Замена котла ДКВР 4/13 (ст.№4)	
	ДКВР 4/13	2006	2,96	2,3	13	194	Паровой	2006	Замена котла ДКВР 4/13 (ст.№2)	
	ДКВР 4/13	2007	2,96	2,3	13	194	Паровой	2007	Замена котла ДКВР 4/13 (ст.№3)	
Котельная № 65 «Сероглазка»	ДКВР 10/13	1979	6,49	5,1	13	194	Паровой	2007	Капитальный ремонт котла ДКВР 10/13 (ст.№3)	Мазут
	ДКВР 10/13	2010	6,49	6,49	13	194	Паровой	2010	Замена котла ДКВР 10/13 (ст.№1);	
	ДКВР 10/13	2013	6,49	5,6	13	194	Паровой	2013	Замена котла ДКВР 10/13 (ст.№2);	

Наименование котельной	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды/пара		Тип котла	Год последней реконструкции или модернизации	Цель реконструкции и модернизации	Топливо (основное/резервное)
					P, кгс/см2	t, °C				
Котельная № 44 «Ватутина»	ДКВР 10/13	2013	6,49	5,1	13	194	Паровой	2013	Замена котла ДКВР 10/13 (ст.№2)	Мазут
	ДКВР 10/13	1996	6,49	5,1	13	194	Паровой			
	КЕ 10/14	1989	6,49	6,49	13	194	Паровой			
Котельная № 52 «108 Квартал»	ДКВР 4/13	2004	2,96	2,96	13	194	Паровой			Мазут
	ДКВР 4/13	2007	2,96	2,96	13	194	Паровой			
	ДКВР 4/13	2008	2,96	2,96	13	194	Паровой			
	ДКВР 4/13	2008	2,96	2,96	13	194	Паровой			
Котельная № 45 «Владивостокская»	ТВГ-4	2005	4,00	3,75	8	115	Водогрейный	2005	Замена котла ТВГ-4 (ст.№1)	Мазут
	ТВГ-4	2007	4,00	3,75	10	115	Водогрейный	2007	Замена котла ТВГ-4 (ст.№2)	
Котельная № 62 «103 квартал»	ТВГ-4	2007	4,00	3,75	10	115	Водогрейный	2014	Капитальный ремонт котла ТВГ-4 (ст.№3)	Мазут
	ТВГ-4	2008	4,00	3,75	10	115	Водогрейный			
	ТВГ-4	2008	4,00	3,75	10	115	Водогрейный			
	ТВГ-4	2010	4,00	3,75	10	115	Водогрейный			
Котельная № 7 «Энергопоезд»	ЭП – 152	1958	1,4	1,4			Водогрейный	1977	Капитальный ремонт котла ЭП – 152	Мазут
	ЭП – 152	1958	1,4	1,4			Водогрейный	1976	Капитальный ремонт котла ЭП – 152	
Котельная №37 "Психдиспансер"	Е 1/9	2008	0,65	0,65	8	194	Водогрейный			Мазут
	Ломакина	2014	0,65	0,65	8	115	Водогрейный			
Котельная №40 "КМП"	ТВГ-2,5	2009	2,5	2,5	8	115	Водогрейный			Мазут
	ТВГ-2,5	2010	2,5	2,5	8	115	Водогрейный			
	ТВГ-2,5	2008	2,5	2,5	8	115	Водогрейный	2014	Капитальный ремонт котла ТВГ-2,5	
Котельная №34 "Электрокотельная"	КЭВ 250/4	1996	0,22	0,215	6	115	Водогрейный	2014	Т/О	э/э
	КЭВ 250/4	1996	0,22	0,215	6	115	Водогрейный	2014	Т/О	
	КЭВ 250/4	1996	0,22	0,215	6	115	Водогрейный	2014	Т/О	
	КЭВ 250/4	1996	0,22	0,215	6	115	Водогрейный	2014	Т/О	
Котельная №27 "Октябрьская"	Универсал-6	1990	0,15	0,15	7	115	Водогрейный	1990	Замена котла Универсал-6 (ст. №1)	Уголь
	Универсал-6	1993	0,15	0,15	7	115	Водогрейный	1993	Замена котла Универсал-6 (ст. №2)	
Котельная №46 "Школа № 18"	ТВГ-2,5	2004	2,5	2,5	8	115	Водогрейный	2004	Замена котла ТВГ- 2,5 (ст. №1)	Мазут
	ТВГ-2,5	2005	2,5	2,5	8	115	Водогрейный	2005	Замена котла ТВГ- 2,5 (ст. №2)	
Котельная №32 "Ленинградская"	Е 1/9	2009	1,0	1,0	9	115	Водогрейный	2015	Т/О	Мазут
	ТВГУ-2.5	2013	2,1	2,1	8	115	Водогрейный	2015	Т/О	
Котельная №42 "Заозерная"	ТВГ-2,5	2009	2,5	2,5	8	115	Водогрейный			Мазут
	Ломакина	2000	0,6	0,6	8	115	Водогрейный			
	Ломакина	2000	0,6	0,6	8	115	Водогрейный			
	Ломакина	2002	0,6	0,6	8	115	Водогрейный			
	Ломакина	2004	0,6	0,6	8	115	Водогрейный			

Наименование котельной	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды/пара		Тип котла	Год последней реконструкции или модернизации	Цель реконструкции и модернизации	Топливо (основное/резервное)
					P, кгс/см ²	t, °C				
Котельная №56 "с/х Петропавловский"	ТВГ-4	1996	4,0	3,7	8	150	Водогрейный			Мазут
	Ломакина	2000	0,6	0,6	8	115	Водогрейный			
	Ломакина	2001	0,6	0,6	8	115	Водогрейный			
	Ломакина	2005	0,6	0,6	8	115	Водогрейный			
Котельная №17 "Чапаевка"	Ломакина	2007	0,4	0,4	8	115	Водогрейный	2007	Замена котла Ломакина (ст. №1)	Уголь
	Ломакина	2007	0,4	0,4	8	115	Водогрейный	2007	Замена котла Ломакина (ст. №2)	
	Ломакина	2007	0,4	0,4	8	115	Водогрейный	2007	Замена котла Ломакина (ст. №3)	
	КВр-1,74	2011	1,5	1,5	6	95	Водогрейный	2011	Замена котла КВр-1,74 (ст. №4)	
Котельная №16 "Долиновка"	НР-18	2001	0,45	0,45	10	115	Водогрейный	2001	Замена котла НР-18 (ст. №1)	Уголь
	НР-18	2004	0,45	0,45	10	115	Водогрейный	2004	Замена котла НР-18 (ст. №3)	
	НР-18	2007	0,45	0,45	10	115	Водогрейный	2007	Замена котла НР-18 (ст. №5)	
	НР-18	2008	0,45	0,45	10	115	Водогрейный	2008	Замена котла НР-18 (ст. №2)	
	НР-18	2010	0,45	0,45	10	115	Водогрейный	2010	Замена котла НР-18 (ст. №4)	
Котельная №14 "Халактырка"	Ломакина	2007	0,4	0,4	8	115	Водогрейный	2007	Замена котла Ломакина (ст. №1)	Уголь
	Ломакина	2007	0,4	0,4	8	115	Водогрейный	2007	Замена котла Ломакина (ст. №2)	
Котельная №25 "Нагорный"	Ломакина	2010	0,6	0,4	10	115	Водогрейный	2010	Замена котла Ломакина (ст. №1)	Уголь
	Ломакина	2012	0,6	0,4	10	115	Водогрейный	2012	Замена котла Ломакина (ст. №2)	
	НР-18	1996	0,45	0,45	10	115	Водогрейный	1996	Замена котла НР-18 (ст. №3)	
	НР-18	1992	0,45	0,45	10	115	Водогрейный	1992	Замена котла НР-18 (ст. №4)	
Котельная №26 "Тундровый"	Ломакина	2008	0,4	0,4	8	115	Водогрейный	2008	Замена котла Ломакина (ст. №1)	Уголь
	Ломакина	2008	0,4	0,4	8	115	Водогрейный	2008	Замена котла Ломакина (ст. №1)	
	Ломакина	2009	0,4	0,4	8	115	Водогрейный	2009	Замена котла Ломакина (ст. №1)	
Котельная № 5 "Школа 37"	Универсал	1986	0,3	0,3	7	115	Водогрейный			грохоченный каменный уголь марки 2СС, бурый уголь «БР», антрацит «АК», «АМ», «АС»
	Универсал	1986	0,3	0,3	7	115	Водогрейный			
Котельная № 6 "Авача"	ТВГУ-2	2003	0,8	0,8	8	115	Водогрейный			грохоченный каменный уголь марки 2СС, бурый уголь «БР», антрацит «АК», «АМ», «АС»
	ТВГУ-2	2003	0,8	0,8	8	115	Водогрейный			
	ТВГУ-2	2003	0,8	0,8	8	115	Водогрейный			
Котельная №15 "Чавыча"	Универсал-6М	1997	0,4	0,4	7	115	Водогрейный			Мазут
	Универсал-6М	1998	0,4	0,4	7	115	Водогрейный			
	Универсал-6М	2000	0,4	0,4	7	115	Водогрейный			

Характеристики вспомогательного оборудования котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика» представлены в таблицах 3.3 ÷ 3.27.

Таблица 3.3. – Перечень оборудования на котельной №1 "11 км"

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:		Год ввода:
Насосное	Насос питательный	Grunfos CR 15-12-F-A-E-HOOE	17м3/ч	136м	2013
	Насос питательный	Grunfos CR 15-12-F-A-E-HQQE	17м3/ч	136м	2013
	Насос питательный	Grunfos CR 15-12-F-A-E-HQQE	17м3/ч	136м	2013
	Насос питательный	Grunfos CR 15-12-F-A-E-HOOE	17м3/ч	136м	2013
	Насос питательный	Grunfos CR 15-12-F-A-E-HQQE	17м3/ч	136м	2013
	Насос сетевой	Grunfos TP 150-660/4 A-F-A BAOE	361 м3/ч	57м	2013
	Насос сетевой	Grunfos TP 150-660/4 A-F-A BAOE	361м3/ч	57м	2013
	Насос сетевой	Grunfos TP 150-660/4 A-F-A BAOE	361 м3/ч	57м	2013
	Насос питательный ХВО	Grunfos TP 40-660/2 A-F-A-BAOF	29м3/ч	46,1м	2013
	Насос питательный ХВО	Grunfos TP 40-660/2 A-F-A-BAQF	29м3/ч	46,1м	2013
	Насос конденсатный	Grunfos TP 65-240/4A-F-A-BAOE	47,5м3/ч	19,8м	2013
	Насос конденсатный	Grunfos TP 65-240/4A-F-A-BAOE	47,5м3/ч	19,8м	2013
	Насос пожарный	Grunfos CR 45-3A-F-A-E-HQQE	45м3/ч	59,4м	2013
	Насос пожарный	Grunfos CR 45-3A-F-A-E-HOOE AVILU-MHI 805N-1/E/3-400-	45м3/ч	59,4м	2013
	Насос подпитки теп. сети	50-2 W1LO MHI 805N-1/E/3-400-50-2	14 м3/ч	60м	2013
	Насос подпитки теп. Сети	50-2 W1LO MHI 805N-1/E/3-400-50-2	14 м3/ч	60м	2013
	Насос КНС	Grunfos SLV.80.60/2/5ID	90 м3/ч	27,5м	
	Насос КНС	Grunfos SLV.80.60/2/5ID	90 м3/ч	27,5м	2013
Тягодутьевое	вентилятор дутьевой	BCTF-15	270	м3/мин	2013
	вентилятор дутьевой	BCTF-15	270	м3/мин	2013
	вентилятор дутьевой	BCTF-15	270	м3/мин	2013
	вентилятор дутьевой	BCTF-15	270	м3/мин	2013
Топливное хозяйство	топливный насос	TOP			
	топливный насос	TOP			
	топливный насос	TOP			

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:	Год ввода:
	топливный насос	TOP		
	мазутоподогреватель	STD	15 кВт	
	мазутоподогреватель	STD	15кВт	
	мазутоподогреватель	STD	15кВт	
	мазутоподогреватель	STD	15кВт	

Таблица 3.4. – Перечень оборудования на котельной №2 " КГТУ"

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:	Год ввода:
Насосное	Насос питательный № 1	ЦНСГ 38/176	38 м3/час, 176 м. вод. ст., 30 кВт, 3000 об/мин	1986
	Насос питательный № 2	ЦНСГ 38/132	38 м3/час, 132 м. вод. ст., 22 кВт, 3000 об/мин	1987
	Насос питательный паровой	ПДВ 16/20	26 м3/час, 200 м. вод. ст.	1990
	Сетевой насос № 1	КМ 90/55	90 м3/час, 55 м. вод. ст., 30 кВт, 3000 об/мин	1982
	Сетевой насос №2	КМ 90/55	90 м3/час, 55 м. вод. ст., 30 кВт, 3000 об/мин	1982
	Сетевой насос № 3	КМ 90/55	90 м3/час, 55 м. вод. ст., 30 кВт, 3000 об/мин	
	Сетевой насос № 4	КМ 90/55	90 м3/час, 55 м. вод. ст., 30 кВт, 3000 об/мин	
	Сетевой насос № 5	КМ 50/32	50 м3/час, 32 м. вод. ст., 7,5 кВт, 3000 об/мин	
	Сетевой насос № 6	КМ 50/32	50 м3/час, 32 м. вод. ст., 7,5 кВт, 3000 об/мин	
	Насос топливный № 1	НШ-50	3 м3/час, 3,5 кВт	
	Насос топливный № 2	НШ-50	3 м3/час, 3,5 кВт	
	Насос топливно-перекачивающий № 1	Ш-40/6	18 м3/час, 7,5 кВт	1978
	Насос топливно-перекачивающий № 2	Ш-40/6	18 м3/час, 7,5 кВт	1978
	Насос топливно-перекачивающий № 3	Ш-8/25	5,8 м3/час, 2,5 кВт	1978
	Насос топливно-перекачивающий № 4	Ш-8/25	5,8 м3/час, 2,5 кВт	1978
	Насос топливно-перекачивающий № 5	Ш-8/25	5,8 м3/час, 2,5 кВт	1978
	Насос дренажный № 1	К 20-30	20 м3/час, 4 кВт	1978

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:	Год ввода:
	Насос дренажный № 2	К 20-30	20 м3/час, 4 кВт	1978
	Насос циркуляции солевого раствора	БК 1/16	3,6 м3/час, 1,5 кВт	1978
Тягодутьевое	Вентелятор дутьевой № 1	ВДН-9	9,5 тыс.м3/час, 11,5 кВт, 1000 об/мин	1978
	Вентелятор дутьевой № 2	ВДН-9	9,5 тыс.м3/час, 11,5 кВт, 1000 об/мин	1978
	Дымосос № 1	ВДН-9	9,5 тыс.м3/час, 11,5 кВт, 1000 об/мин	1978
	Дымосос № 2	Д-ю	12,5 тыс.м3/час, 22 кВт, 1000 об/мин	1978
	Вентилятор центробежный	КЦЗ-4	1 кВт	
Топливное хозяйство	Мазутоподогреватель № 1	МП 25/6	6 т/час	1978
	Мазутоподогреватель № 2	МП 25/6	6 т/час	1978
	Емкость мазутная, 5 шт.	75 м3	Общий объем 375 м3	
	Фильтр мазутный № 1	ФМ-25-305	30 т/час	
	Фильтр мазутный № 2	ФМ-25-305	30 т/час	
	Фильтр мазутный № 3	ФМ-25-305	30 т/час	
	Фильтр мазутный № 4	ФМ-25-305	30 т/час	

Таблица 3.5. – Перечень оборудования на котельной №3 "Моховая"

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:		Год ввода:
Насосное	сетевой н-с	"ARMSTRON"	35 м.в.с	250м3	1996
	сетевой н-с	"ARMSTRON"	35 м.в.с.	250м3	1996
	сетевой н-с	НКУ-145	80м.в.с.	145м3	1990
	сетевой н-с	НКУ-145	80м.в.с.	145м3	1990
	насос сетевой	ЦН-400	90м.в.с	400м3	1990
	насос сетевой	ЦН-400	90м.в.с.	400м3	1990
	насос сетевой	ЦН-400	90м.в.с.	400м3	1990
	насос конденсатный	К-35/45	35м.в.с.	45м3	1990
	насос конденсатный	НЦВ-160/13	16м.В.С.	13м3	1990
	насос питательный	ЦНСГ-3 8/220	220м.в.с.	38м3	1988
	насос питательный	ЦНСГ-3 8/220	220м.в.с.	38м3	1988
	насос питательный	ЦНСГ-3 8/220	220м.в.с.	38м3	1988
	насос питательный	ЦНСГ-60/198	198м.в.с.	60м3	1988
	насос сырой воды	К-45/35	45м.в.с.	35м3	1990
	насос паровой	ПДВ-25/20	20кг/см2	25м3	1988
Тягодутьевое	дымосос кот№1	ДН-12.5	4.4Кпа	23000м3	1988
	дымосос кот №2	ДН-12.5	4.4Кпа	23000м3	2013
	дымосос кот №3	ДН-12.5	4.4Кпа	г3000м3	1983
	дымосос кот№4	ДН-12.5	4.4Кпа	г3000м3	1982
	дымосос кот №5	ДН-12.5	4.4Кпа	23000м3	1987

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:		Год ввода:
	дутьевой вентилятор кот №1	ВДН-10	3.5Кпа	6800м3	1988
	дутьевой вентилятор кот№2	ВДН-10	3.5Кпа	6800м3	2013
	дутьевой вентилятор кот №3	ВДН-10	3.5Кпа	6800м3	1983
	дутьевой вентилятор кот№4	ВДН-10	3.5Кпа	6800м3	1982
	дутьевой вентилятор кот№5	ВДН-10	3.5Кпа	6800м3	1987
Топливное хозяйство	емкость для мазута			104м3	1991
	емкость для мазута			104м3	1991
	емкость для мазута	рулонная-200		142м3	2006
	емкость для мазута	рвс-300		150м3	2002
	подогреватель мазута				2001
	насос мазутный	2.3пт-6.3-6.3	63кгсм2	6.3м3	1991
	насос мазутный	г-12/24	63 кгсм2	8м3	1991
	насос мазутный	г-12/24	63 кгсм2	8м3	1991
	насос мазутный	2.3 пт-6.3-6.3	63кгсм2	6.3м3	1991
	насос мазутный	2.3 пт-6.3-6.3	63кг/см2	6.3м3	1991
	насос перекачивающий	нш40-4-19-	40м.в.с.	19м3	1991
	насос перекачивающий	нш40-4-18	40м.в.с.	18м3	1991

Таблица 3.6. – Перечень оборудования на котельной №5 "Школа 37"

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:		Год ввода:
Насосное	Сетевой насос	КМ 25/32	подача	25 куб.м/час	2002
			напор	32 м	
	Сетевой насос	К 20/30	подача	20 куб.м/час	1994
			напор	30 м	
	насос	К 20/30	подача	20 куб.м/час	1994
			напор	30 м	
Топливное хозяйство	Помещение для угля	Закрытое	27,00	м.кв.	1985
Запорная арматура	Задвижка чугунная	Ду80Р16	80,00	Ду	2009
	Кран шаровый	11С41П1	100,00	Ду	2013
	Кран шаровый	11С41П1	80,00	Ду	2013
	Кран шаровый	11С41П1	50,00	ду	2013
	Кран шаровый	11С41П1	25,00	Ду	2014
	Кран шаровый	11с67п	100/80	Ду	2014
	Кран шаровый	11с67п	80/65	Ду	2014
Трубопроводы	Центральное отопление	ГОСТ 3262	100 - 76	Ду	1986-2014
	Холодное водоснабжение	ГОСТ 3262	76	Ду	2002

Таблица 3.7. – Перечень оборудования на котельной №6 "Авача"

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:		Год ввода:
Насосное	Сетевой насос	КМ 90/55	подача	90 куб.м/час	1994
			напор	55 м	
	Сетевой насос	КМ 90/55	подача	90 куб.м/час	1994
			напор	55 м	
	насос	КМ 90/35	подача	90 куб.м/час	2001
			напор	35 м	
	насос	К -90/35	подача	90 куб.м/час	1999
			напор	35 м	
	Циркуляционный насос	К-45/30	подача	45 куб.м/час	2012
			Напор	30 м	
	Циркуляционный насос	К-45/30	подача	45 куб.м/час	2012
			Напор	30 м	
Тягодутьевое	Циклон	ЦН 15	жалюзный	до 1500 мм	2006
	Циклон	ЦН 15	жалюзный	до 1500 мм	2006
	Дымосос	ДН- 9	9500	куб.м/час	1986
	Дымосос	ДН-10	12800	куб.м/час	1986
	Дымосос	ДН - ю	12800	куб.м/час	1986
	Вентилятор дутьевой	вд	2,50	куб.м/час	1986
	Вентилятор дутьевой	вд	2,50	куб.м/час	1986
	Вентилятор дутьевой	вд	5,00	куб.м/час	1986

Таблица 3.8. – Перечень оборудования на котельной №50 "101 квартал"

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:	
Насосное	Насос сетевой №1	1Д315/50	Q315м3/час	N 50м
	Насос сетевой №2	1Д315/50	Q315м3/час	N 50м
	Насос гвс №1	КМ90/55	Q100м3/час	N 50м
	Насос гвс №2	КМ90/55	Q100м3/час	N 50м
	Насос подпит. №1	КМ90/55	Q100м3/час	N 50м
	Насос подпит. №2	ЗКМ-6	Q45м3/час	N 50м
	Насос топливный №1	НШ-50	Q100л/мин	N 16МПа
	Насос питательный	ЦНСГ 38/150	Q38м3/час	N150м
	Насос питательный	ПДВ 25/20	Q25м3/час	N200м
	Насос топливоперек.	Ф-12	Q3,8м3/час	N12м
	Насос топливоперек.	ПН-1	Q1,0м3/час	N16 кг/см2
Тягодутьевое	Дымосос №1	Д-10	Q13тыс.м3/ч	N98кг/м2
	Дымосос №2	Д-10	Q13тыс.м3/ч	N98кг/м2
	Дымосос №3	Д-10	Q13тыс.м3/ч	N98кг/м2
	Дымосос №4	Д-10	Q13тыс.м3/ч	N98кг/м2

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:	
	Вентилятор №1	ВД-8	Q7тыс.м3/ч	N98кг/м2
	Вентилятор №2	ВД-8	Q7тыс.м3/ч	N98кг/м2
	Вентилятор №3	ВД-8	Q7тыс.м3/ч	N98кг/м2
	Вентилятор №4 Вентилятор вытяж.№1	вд-х Ц13-50 №2	Q500м3/ч	N25кг/м2
	Вентилятор вытяж.№2	Ц13-50 №2	Q500м3/ч	N25кг/м2
Топливное хозяйство	Горелка (прав.левая)	ГМ Г-2	Q2Гкал/ч	N20кг/м2
	Горелка (прав.левая)	ГМ Г-2	Q2Гкал/ч	N20кг/м2
	Горелка (прав.левая)	ГМ Г-2	Q2Гкал/ч	N20кг/м2
	Горелка (прав.левая)	ГМ Г-2	Q2Гкал/ч	N20кг/м2
	Водоподогреват.№1 (пароводяной)	ПП 1-53-7-4	Q5.55Гкал/ч	N13кг/м2
	Водоподогреват.№2 (пароводяной)	ПП 1-32-7-2	Q5.57Гкал/ч	N13кг/м2
	Водоподогреват.№3	ПП 1-32-7-2	Q5.57Гкал/ч	N13кг/м2
	Водоподогреват.№4	ПП 1-32-7-2	Q5.55Гкал/ч	N13кг/м2
	Подогреват.мазута№1 (паровомазутный)	ПМ-25-6	Т 115°С	N13кг/м2
	Подогреват.мазута№2	ПМ-25-6	Т 115° С	N13кг/м2
	Фильтр мазутный №91	ФМ-25-30	Т 80° С	N25кг/м2
	Фильтр мазутный №2	ФМ-25-30	Т 80° С	N25кг/м2
	Емкость топливная№1	РГСЦ№028-1	V 50м3	ø3.2м,L6m
	Емкость топливная№2	РГСЦ№028-2	V50M3	ø3.2м,16m
	Емкость топливная№3	РГСЦ№028-3	V 70v3	ø3.2м,L9m
	Емкость топливная№4	РГСЦ№028-4	V 70м3	ø3.2м,L9m
	Емкость топливная№5	РГСЦ№028-5	V50M3	ø3.2м,L56m
	Емкость топливная№6	РГСЦ№028-6	V 50м3	ø3.2м,L6m
	Труба дымовая		Н 33м	ø1.2м
Дополнительное оборудование	Экономайзер №1	ЭБ-2-142И	S142M2	N13кг/см2
	Экономайзер №2	ЭБ-2-142И	S142M2	N13кг/см2
	Экономайзер №3	ЭБ-2-142И	S142M2	N13кг/см2
	Экономайзер №4	ЭБ-2 142и	S142M2	N13кг/см2
	Деаэратор	ДСА-25	Q25т/ч	N0.24кг/см2
	Фильтр ХВО	ХВ-010-4	Q20м3/4	N0.7кг/см2
	Солерастворитель	К-188810/С		

Таблица 3.9. – Перечень оборудования на котельной №62 "103 квартал"

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:		Год ввода:
Насосное	НО №1	Wilo SCP 150/440 HA 90/40	Q=440 м/ч	N =50м.в.с	2013
	НО №2	Wilo SCP 150/440 HA 90/40	Q=440 м/ч	N =50м.в.с	2013
	НО №3	Д320/50	Q=320 м/ч	N =50м.в.с	1981
	НО №4	Д320/50	Q=320 м/ч	N =50м.в.с	1981
	НТВ №1	BL50/210-18,5/2	Q= 80 м/ч	N =52 м.в.с	2010
	НТВ №2	BL50/210-18,5/2	Q= 80 м/ч	N =52 м.в.с	2010
	Подпиточные №1	К45/30	Q=45 м/ч	N =30м.в.с	1981
	Подпиточные №2	К45/30	Q=45 м/ч	N =30м.в.с	1981
Тягодутьевое	Дымосос №1	ДН12,5 735 об/мин			1995
	Дымосос N92	ДН12,5 970 об/мин			1995
	Дымосос N93	ДН12,5 970 об/мин			1995
	вентилятор дутьевой N91	ВДН 10	Q=20450м/ч	N = 352 Па	1972
	вентилятор дутьевой №2	ВДН 6	Q= 10460 м/ч	N = 220 Па	1978
	вентилятор дутьевой №3	ВДН 4	Q-6700м/ч	N = 97 Па	1990
топливное хозяйство	Топливные N91	НШ_50	Q= 110 л/ч	N=15 кгс/см	2002
	Топливные №2	НШ-50	Q=110 л/ч	N=15 кгс/см	2002
	Топливные N93	НШ- 50	Q=110 л/ч	N = 15 кгс/см	2002
	емкость мазутная №1		V= 75 м3		1977 г
	Емкость мазутная N92		V= 75 м3		1977 г
	мазутоподогреватель				
	мазутоподогреватель				
	мазутоподогреватель				
	мазутоподогреватель				
	мазутоподогреватель				
	топливный фильтр				
	топливный фильтр				
	топливный фильтр				
	бак предпускового нагрева топлива		V= 2 м 3		

Таблица 3.10. – Перечень оборудования на котельной №52 "108 квартал"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой №1	Д-200/90А	Q=200м3/ч	H=42м	1972
	Насос сетевой №2	Д-320/50	Q=218 м3/ч	H=37м	1972
	Насос ЦГВС №1	КМ-90/55	Q=90 м3/ч	H=55м	1972
	Насос ЦГВС №2	КМ-90/55	Q=90 м3/ч	H=55м	1972
	Насос питательный №1	ЦНСГ-38/132	038м3/ч	H=132м	1972
	Насос питательный №2	ЦНСГ-38/156	Q=38 м3/ч	H=176 м	1972
	Насос питательный №3	ЦНСГ-38/220	Q=38 м3/ч	H=220 м	1972
	Насос питательный №1	ПДВ 16/20	Q=16 м3/ч	H=20 м	1972
	Насос питательный №2	ПДВ 16/20	Q=16 м3/ч	H=20м	1972
	Насос питательный №3	ПДВ 16/20	Q=16 м3/ч	H=20 м	1972
	Насос подпиточный №1	КМ-45/30	Q=45 м3/ч	H=30м	1972
	Насос подпиточный №2	КМ-45/30	Q=45 м3/ч	H=30м	1972
	Насос ХВО №1	КМ-45/30	Q=45 м3/ч	H=30 м	1972
	Насос ХВО №2	КМ-45/30	Q=45 м3/ч	H=30 м	1972
Тягодутьевое	Дымосос №1	ДН-10	1000 об/мин		1972
	Дымосос №2	ДН-10	1000 об/мин		1972
	Дымосос №3	ДН-10	1000 об/мин		1972
	Дымосос №4	ДН-10	1000 об/мин		1972
	Вентилятор дутьевой №1	ВД-8	980 об/мин		1972
	Вентилятор дутьевой №2	ВД-8	980 об/мин		1972
	Вентилятор дутьевой №3	ВД-8	980 об/мин		1972
	Вентилятор дутьевой №4	ВД-8	980 об/мин		1972
Топливное хозяйство	Ёмкость мазутная №1		70 м3		1972
	Ёмкость мазутная №2		75 м3		1972
	Ёмкость мазутная №3		100 м3		2009
	Насос топливный №1	НШ-50А	Q=6,5 м3/ч		2009
	Насос топливный №2	НШ-50А	Q=6,5 м3/ч		2009
	Насос топливный №3	НШ-50А	Q=6,5 м3/ч		2009
	Насос перекачивающий	НШ-50А	Q=6,5 м3/ч		2009
	Мазутоподогреватель №1	П М-25-30	30т/ч		1972
	Мазутоподогреватель №2	П М-25-30	30т/ч		1972
	Мазутоподогреватель №3	ПМ-25-30	30т/ч		1972
	Фильтр мазутный №1	Ф М-25-30-5	30т/ч		1972
	Фильтр мазутный №2	ФМ-25-30-5	30т/ч		1972
	Фильтр мазутный №1	ФМ-25-30-40	30т/ч		1972

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
	Фильтр мазутный №92	ФМ-25-30-40	30т/ч		1972

Таблица 3.11. – Перечень оборудования на котельной №43 " Чубарова"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой №1	Д-315/71	Q=315 м3/ч	H=71 м	1979
	Насос сетевой №2	Д-315/71	Q=315 м3/ч	H=71 м	1979
	Насос сетевой №3	Д-315/71	Q=315 м3/ч	H=71 м	1979
	Насос питательный №1	ЦНСГ-38/220	Ц=38м3/ч	H=220м	1979
	Насос питательный №2	ЦНСГ-38/176	Ц=38 м3/ч	H=176м	1979
	Насос питательный №1	ПДВ 25/20	Q=25 м3/ч	H=20 м	1979
	Насос питательный №2	ПДВ 15/20	Q=15 м3/ч	H=15 м	1979
	Насос подпиточный №1	КМ-55/45	Q=55 м3/ч	H=45 м	1979
	Насос подпиточный №2	КМ-55/45	Q=55 м3/ч	H=45 м	1979
	Насос подпиточный №3	КМ-55/45	Q=55 м3/ч	H=45 м	1979
Тягодутьевое	Дымосос №1	ДН-12,5	1000 об/мин		1974
	Дымосос №2	ДН-12,5	1000 об/мин		1974
	Дымосос №3	ДН-12,5	1500 об/мин		1974
	Вентилятор дутьевой №1	ВДН-10	1000 об/мин		1974
	Вентилятор дутьевой №2	ВДН-10	1000 об/мин		1974
	Вентилятор дутьевой №3	ВДН-10	1500 об/мин		1974
Топливное хозяйство	Ёмкость мазутная №1		1000 м3		1979
	Ёмкость мазутная №2		500 м3		1979
	Ёмкость мазутная (приёмная)		18 м3		1979
	Насос топливный №1	5Г 12-24 АМ	24 м3		1979
	Насос топливный №2	5Г 12-24 АМ	24 м3		1979
	Насос топливный №3	НШ-50	50м3		1979
	Насос перекачивающий №1	ЭПН-25/2,5	25 м3	2,5 кгс/см2	1979
	Насос перекачивающий №2	ЭПН-25/2,5	25 м3	2,5 кгс/см2	1979
	Мазутоподогреватель №1	ПМ-25-30	30 т/ч		1979
	Мазутоподогреватель №2	ПМ-25-30	30 т/ч		1979
	Мазутоподогреватель №3	ПМ-25-30	30 т/ч		1979

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
	Фильтр мазутный №1	ФМ-25-30-5	30 т/ч		1979
	Фильтр мазутный №2	ФМ-25-30-5	30 т/ч		1979
	Фильтр мазутный №1	ФМ-25-30-40	30 т/ч		1979
	Фильтр мазутный №2	ФМ-25-30-40	30 т/ч		1979

Таблица 3.12. – Перечень оборудования на котельной №37 "Психдиспансер"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой КМ-45/55а		Q=45 м3/ч	H=55 м	1980
	Насос сетевой КМ-45/55а		Q=45 м3/ч	H=55 м	1980
	Насос ГВС К 20/30		Q=20 м3/ч	H=30 м	1980
	Насос ГВС К 20/30		Q=20 м3/ч	H=30 м	1980
	Насос подпиточный К 20/30		Q=20 м3/ч	H=30 м	1980
	Насос подпиточный К 20/30		Q=20 м3/ч	H=30 м	1980
Тягодутьевое	Дымосос №1	ДН-9	1000 об/мин		1980
	Дымосос №2	дн-3	1000 об/мин		1980
Топливное хозяйство	Ёмкость мазутная №1		33м3		1990
	Ёмкость мазутная №2		25 м3		1990
	Ёмкость мазутная (приёмная)	Н1 11 - ЦП	12 м3		1990
	Насос топливный №2	НШ-50	50м3		1990
	Мазутоподогреватель №1		25 т/ч		1990
	Мазутоподогреватель №2		25 т/ч		1990
	Фильтр мазутный №1		25 т/ч		1990
	Фильтр мазутный №2		25 т/ч		1990

Таблица 3.13. – Перечень оборудования на котельной №40 "КМП"

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:		Год ввода:
Насосное	НО №1	BL80/170 30/2	Q=204 м/ч	N = 37,5 м.в.с	2010
	НО №2		Q=204 м/ч	N = 37,5 м.в.с	2010
	НО №3	Д320/50	Q=300 м/ч	N = 50м.в.с	1994
	Подпиточные №1	2КМ6	Q= 30 м/ч	N = 24 м.в.с	1994
	Подпиточные №2	3КМ9	Q=45 м/ч	N = 30м.в.с	1994
Тягодутьевое	Дымосос №1	ДН 8 970 об/мин	Q=15000м/4	N=170 Па	1995

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:		Год ввода:
	Дымосос №2	ДН8 970 об/мин	Q=15000м ³ /ч	N=170 Па	1995
	вентилятор дутьевой №1	ВВД 8 970 об/мин	Q= 6500 м ³ /ч	N = 97 Па	1995
	вентилятор дутьевой №2	ВВД 8 970 об/мин	Q= 6500 м ³ /ч	N = 97 Па	1995
	вентилятор №3	ВЗ			1995
топливное хозяйство	Топливные №1	НШ 50	Q= 110 л/ч	N = 15 кгс/см	2002
	Топливные №2	НШ-50	Q=110 л/ч	N=15 кгс/см	2002
	Емкость №1		V= 50 м ³		1978 г
	Емкость №2		V= 25 м ³		1978 г
	мазутоподогреватель				
	мазутоподогреватель				
	мазутоподогреватель				
	мазутоподогреватель				
	топливный фильтр				
	топливный фильтр				
	топливный фильтр				

Таблица 3.14. – Перечень оборудования на котельной №12 "Сероглазка"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год ввода
Насосное	Насосный агрегат сетевой	Д 320\50	Подача 320 м ³ /ч, Напор 5кгс\см ² ,1450 об\мин, 55кВт	2007
	Насосный агрегат сетевой	Д 320\50	Подача 320 м ³ /ч, Напор 5кгс\см ² ,1450 об\мин, 55кВт	2007
	Насосный агрегат сетевой	Д 320\50	Подача 320 м ³ /ч, Напор 5кгс\см ² ,1450 об\мин, 55кВт	2007
	Насос питательный (котлов)	ЦНСГ 60\220	Подача 60 м ³ /ч, Напор 22кгс\см ² ,2890 об\мин,22кВт	1985
	Насос питательный (котлов)	ЦНСГ 60\220	Подача 60 м ³ /ч, Напор 22кгс\см ² ,2890 об\мин,22кВт	1985
	Насос питательный (котлов)	ЦНСГ 38\220	Подача 60 м ³ /ч, Напор 22кгс\см ² ,2890 об\мин,22кВт	1984

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год ввода
	Насос питательный (котлов)	ПДВ 25\20	Подача 25 м ³ /ч, Напор 20кгс/см ²	1985
	Насос подпиточный (сеть)	К 80-50	Подача 45 м ³ /ч, Напор 5,4кгс/см ² , 2890 об/мин, 17кВт	1984
	Насос подпиточный (сеть)	ЗКМ6	Подача 45 м ³ /ч, Напор 5,4кгс/см ² , 2890 об/мин, 17кВт	1984
	Насос выдачи мазута	ЦНСМ 60\66	Подача 60 м ³ /ч, Напор 6,6кгс/см ² , 2940 об/мин, 17кВт	1992
	Насос выдачи мазута	ЦНСМ 60\66	Подача 60 м ³ /ч, Напор 6,6кгс/см ² , 2940 об/мин, 17кВт	1992
	Насос перекачки мазута	Ш 80-36\2,5	Подача 36 м ³ /ч, Напор 2,5 кгс/см ² , 970 об/мин, 11 кВт	1992
	Насос перекачки мазута	Ш 40-18\4	Подача 18 м ³ /ч, Напор 4 кгс/см ² , 960 об/мин, 5,5 кВт	1992
	Насос форсуночный	НШ 50	Подача 1,6 м ³ /ч, Напор 16 кгс/см ² , 1435 об/мин, 6 кВт	2010
	Насос форсуночный	НШ 50	Подача 1,6 м ³ /ч, Напор 16 кгс/см ² , 1435 об/мин, 4 кВт	2010
	Насос форсуночный	НШ 50	Подача 1,6 м ³ /ч, Напор 16 кгс/см ² , 1435 об/мин, 4 кВт	2010
Тягодутьево	Дымосос	ДН 12,5 пр.	Производительность 26600 м ³ /ч. 980 об/мин. 30 кВт	1979
	Дымосос	ДН 12,5 пр.	Производительность 26600 м ³ /ч. 980 об/мин. 30 кВт	2013
	Дымосос	ДН 12,5 пр.	Производительность 26600 м ³ /ч. 980 об/мин. 30 кВт	1979

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год ввода
	Вентилятор дутьевой	ВДН 10 пр.	Производительность 13620 м ³ /ч. 970 об/мин. 11 кВт	1979
	Вентилятор дутьевой	ВДН 10 пр.	Производительность 13620 м ³ /ч. 970 об/мин. 11 кВт	2013
	Вентилятор дутьевой	ВДН 10 пр.	Производительность 13620 м ³ /ч. 970 об/мин. 11 кВт	2012
	Труба дымовая		Высота Н= 42 м, диаметр D = 1,42м.	2012
Топливное хозяйство	Ёмкость топливная	ТБ-1	Объём V=1000 м ³	1979
	Ёмкость топливная	ТБ-2	Объём V=1000 м ³	2009
	Фильтр мазутный		V=100 литр. Р _{макс} = 20 кгс/см ²	1979
	Фильтр мазутный			1979
	Фильтр мазутный			1979
	Фильтр мазутный			1979
	Фильтр мазутный			1979
	Фильтр мазутный			1979
	Подогреватель мазутный	МП 25/6	Произв.. 25 м ³ /ч, Р _{пар} = 6кгс/см ² , Р _{маз} =20кгс/см ²	1979
	Подогреватель мазутный	МП 25/6	Произв.. 25 м ³ /ч, Р _{пар} = 6кгс/см ² , Р _{маз} =20кгс/см ²	1979
	Подогреватель мазутный	МП 25/6	Произв.. 25 м ³ /ч, Р _{пар} = 6кгс/см ² , Р _{маз} =20кгс/см ²	1979
	Ёмкость топливная		V = 10м ³	выведена

Таблица 3.15. – Перечень оборудования на котельной №34 "Электрокотельная"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой	K20/30		м3/час	2014
	Насос сетевой	Нцвс	40/65	м3/час	2014
дополнительное оборудование	Водоподогреватель	ОСТ-16			
	Бак аккумулятор		40	м3	
	Грязевик	2шт			

Таблица 3.16. – Перечень оборудования на котельной №7 "Энергопоезд"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год посл Т/О
Насосное	насос подпитки насос дозаторный	Зкс45/55 дн-60		м3/час м3/час	
	Насос питательный	ЦНСГ	38/168	м3/час	2014
	Насос сетевой	K100-65-200		м3/час	2014
Тягодутьевое	Дымосос		30500	тыс. куб/час	2014
	Дымосос		30500	тыс. куб/час	2014
	Вентилятор дутьевой		15000	тыс. куб/час	2014
Топливное хозяйство	Насос топливный	НШ-50	5,2	м3/час	2014
	Насос топливный	НШ-50	5,2	м3/час	2014
	Насос топл.	НШ-80			
	Насос маз. Скальч.	НСГ8/20		м3/час	2014
	Насос откачивающий	ЦНСГ38/44		м3/час	2014
	Подогреватель топлива	2шт			2014
	Грязевик	1шт.			2014
	Емкость	основная	57,00	м3	2014
	Емкость	Сливная	10,00	м3	2014

Таблица 3.17. – Перечень оборудования на котельной №45 "Владивостокская"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой	Д-320/50	320	м3/час	
	Насос сетевой	Д-320/50	320	м3/час	
Тягодутьевое	Дымосос	ДН-10	20,45	тыс.куб/час	
	Дымосос	ДН-9	14,65	тыс.куб/час	
	Дымосос(вытяжка свар.пост)	ДН-3,5	3,00	тыс.куб/час	
	Вентилятор дутьевой	ВДН-8	10,45	тыс.куб/час	
	Вентилятор дутьевой	ВДН-8	10,45	тыс.куб/час	
	Вентилятор канальный	ВК-11-3,15-2			
	Вентилятор канальный	ВК-11-3,15-2			
Топливное хозяйство	Насос топливный	НШ-50	5,2	м3/час	
	Насос топливный	НШ-50	5,2	м3/час	
	Насос топливный	НШ-50	5,2	м3/час	
	Насос откачивающий	НМШ-5-25-4,0/4УЗ	4,00	м3/час	2009
	Насос откачивающий	НМШ-5-25-4,0/4УЗ	4,00	м3/час	2012
	Насос топливный	Ш-8-25-6,3/2,5	6,3	м3/час	2013
	Мазутоподогреватель	Самодельный			
	Мазутоподогреватель	Самодельный			

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
	Мазутоподогреватель	Самодельный			
	Мазутоподогреватель	Самодельный			
	Емкость мазутная	Мазут	75,00	м3	
	Емкость мазутная	Мазут	75,00	м3	
	Емкость мазутная	Грязевая	10,00	м3	
	Емкость мазутная	Сливная	0,50	м3	
	Фильтр мазутный				
	Фильтр мазутный				
	Фильтр мазутный				

Таблица 3.18. – Перечень оборудования на котельной №46 "Школа № 18"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой	КМ-100/50-160	100,00	м3/час	
	Насос сетевой	КМ-100/50-160	100,00	м3/час	
Тягодутьевое	Дымосос	ДН-9	14,65	тыс.куб/час	2010
	Дымосос	ДН-9	14,65	тыс. куб/час	2010
	Вентилятор дутьевой	ВДН-9	14,65	тыс.куб/час	
	Вентилятор дутьевой	ВДН-8	10,45	тыс.куб/час	
Топливное хозяйство	Насос топливный	НШ-50	5,2	м3/час	
	Насос топливный	НШ-50	5,2	м3/час	
	Мазутоподогреватель	Самодельный			2013
	Мазутоподогреватель	Самодельный			2013
	Мазутоподогреватель	Самодельный			2013
	Мазутоподогреватель	Самодельный			
	Фильтр мазутный				
	Фильтр мазутный				
	Фильтр мазутный				
	Фильтр мазутный				
	Емкость мазутная	Мазут	100,00	м3	
	Емкость мазутная	Мазут	100,00	м3	
	Емкость мазутная	Грязевая	25,00	м3	
	Емкость мазутная	Сливная	2,50	м3	

Таблица 3.19. – Перечень оборудования на котельной №32 "Ленинградская"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год посл Т/О
Насосное	Насос сетевой	4к-6		м3/час	2014
	Насос сетевой	4к-8		м3/час	2014
Тягодутьевое	Дымосос	ДН-9	20,45	тыс.куб/час	2014
	Дымосос	ДН-9	14,65	тыс. куб/час	2014
	Вентилятор дутьевой	ВДН-8	10,45	тыс.куб/час	2014
	Вентилятор дутьевой	ВДН-9	10,45	тыс.куб/час	2014
	крышный вентилятор				
	вытяжной вентилятор				
Топливное хозяйство	Насос топливный	НШ-50	5,2	м3/час	2014
	Насос топливный	НШ-50	5,2	м3/час	2014
	насос поршн. Ручной				2014
	Мазутоподогреватель	Самодельный			
	Мазутоподогреватель	Самодельный			
	Мазутоподогреватель	Самодельный			
	Емкость мазутная	Мазут	78,00	м3	

Таблица 3.20. – Перечень оборудования на котельной №42 "Заозерная"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год посл Т/О
Насосное	Насос сетевой	6К-8	Q =160м3/ч N = 30 кВт п = 1500 об/мин H = 32 м.в.ст	2014
	Насос сетевой	6К-8		2014
	Насос сетевой	6К-8		2014
	Насос ГВС	4К-12	Q =90м3/ч H = 40 м.в.ст N=15 кВт п = 3000 об/мин	2014
	Насос ГВС	4К-12		2014
Тягодутьевое	Дымосос	ДН-10		по графику
	Дымосос	ДН-12		
Топливное хозяйство	Ёмкость мазутная №1		100 м3	
	Ёмкость мазутная №2		100 м3	
	Мазутоподогреватель		Самодельный	2014
	Мазутоподогреватель		Самодельный	2014
	Мазутоподогреватель		Самодельный	2014
	Мазутоподогреватель		Самодельный	2014
	Мазутоподогреватель		Самодельный	
	Насос топливный	Ш-40/19,5/4	Q -19,5м3/ч H = 40 м.в.ст N -7,5 кВт п i 000 об/мин	2014
	Насос топливный	Ш-40/19,5/4		2014
	Насос топливный	Ш-40/19,5/4		2014
	Насос топливный	Ш-40/19,5/4		2014

Таблица 3.21. – Перечень оборудования на котельной №56 "с/х Петропавловский"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год ввода
Насосное	Насос сетевой	6К-8	Q =160м3/ч N = 30 кВт п = 1500 об/мин H = 32 м.в.ст	
	Насос сетевой	6К-8		
	Насос сетевой	6К-8		
	Насос ГВС	4К-8	Q =100м3/ч H = 50 м.в.ст N=18,5 кВт п = 3000 об/мин	
	Насос ГВС	4К-8		
	Насос ГВС	4К-8		
Тягодутьевое	Дымосос	ДН-10		
	Дымосос	ДН-12		
	Вентилятор дутьевой	ВДН-4		
Топливное хозяйство	Ёмкость мазутная №1		55м3	1989
	Ёмкость мазутная №2		55м3	1989
	Ёмкость отстойная		10 м3	1989
	Фильтр мазутный		Самодельный	
	Фильтр мазутный		Самодельный	
	Мазутоподогреватель		Самодельный	
	Мазутоподогреватель		Самодельный	
	Мазутоподогреватель		Самодельный	
	Мазутоподогреватель		Самодельный	
	Насос топливный	Ш-40/19,5/4	Q =19,5м3/ч H = 40 м.в.ст N =5,5 кВт п = 1000 об/мин	
	Насос топливный	Ш-40/19,5/4	Q =19,5м3/ч H = 40 м.в.ст N =5,5 кВт п = 1000 об/мин	

Таблица 3.22. – Перечень оборудования на котельной №17 "Чапаевка"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год посл Т/О
Насосное	Насос сетевой	К-100/65	100м3 Н-5кгс/см2	2014
	Насос сетевой	К-100/65		2014
	Насос ГВС	КМ-80/50	45м3 Н-4кгс/см2	2014
	Насос ГВС	КМ-80/50		2014
Тягодутьевое	Дымосос	ДН-8	10,2 тыс м3/ч	
	Дымосос	ДН-9	10,2 тыс м3/ч	
	Вентилятор дутьевой	ВДН-3		
	Вентилятор дутьевой	ВДН-3		
	Вентилятор (системы вентиляции)	ВЦ 14-48		

Таблица 3.23. – Перечень оборудования на котельной №16 "Долиновка"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год ввода
Насосное	Насос сетевой	wilo 65/170-15/2	Расход 100 м3/ч, напор 38,2 м, Ном мощность 15 Квт	
	Насос сетевой	wilo 65/170-15/2		
	Насос сетевой	4KM-8	Расход 100, напор 50м, Ном мощность 30 Квт	
	Насос ГВС	ЗКМ-6 80/50 2шт	Расход 45, напор 54м, Ном мощность 15 Квт	
	Насос ГВС	ЗКМ-6 80/65	Расход 45, напор 54м	
Тягодутьевое	Вентилятор дутьевой	ВДн-8 2шт	10,2тыс.м3.час 3Квт,7,5квт	

Таблица 3.24. – Перечень оборудования на котельной №14 "Халактырка"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год ввода
Насосное	Насос сетевой	2К6	20м3/ч 30м.вод.ст. 15Квт	
	Насос сетевой	Wilo 40/260-3/4	Расход 25 м/ч, напор 20,5 м, ном мощ Р2 3Квт	
	Насос сетевой	Wilo 40/260-3/4	Расход 25 м/ч, напор 20,5 м, ном мощ Р2 3Квт	

Таблица 3.25. – Перечень оборудования на котельной №25 "Нагорный"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год ввода
Насосное	Насос сетевой (НО)	К 100-65-200а	90/40; 2900об/мин.	2006
	Насос сетевой (НО)	КМ 100-65-200а	90/40; 2900об/мин.	2006
Тягодутьевое	Вентилятор дутьевой	ВДН-6	1шт. Док. Нет.	
	Вентилятор дутьевой	ВДН-3	1 шт. Док. Нет.	
	Вентилятор вытяжной	ВДН-2	1шт. Док. Нет.	
	Вентилятор вытяжной	ВДН-2	1шт. Док. Нет.	
	Вентилятор вытяжной	ДН-6,3	1шт. Док. Нет.	

Таблица 3.26. – Перечень оборудования на котельной №26 "Тундровый"

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики	Год посл Т/О
Насосное	Насос сетевой	КМ-80/50	90м3 Н-2,6кгс/см2	2014
	Насос сетевой	4К-12	100м3 Н-3кгс/см2	2014
	Насос сетевой	4К-12		2014

Таблица 3.27. – Перечень оборудования на котельной №15 "Чавыча"

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:	Год ввода:
Насосное	Насос сетевой № 1	КМ 30/30	30 м3/час, 30 м.в.столба, 5,5 кВт	1999
	Насос сетевой № 2	КМ 30/30	30 м3/час, 30 м.в.столба, 5,5 кВт	1999
	Насос сетевой № 3	КМ 30/30	30 м3/час, 30 м.в.столба, 5,5 кВт	1999
	Насос топливный № 1	НШМ8/25	5,8 м3/час, 2,2 кВт	1989
	Насос топливный № 2	НШМ8/25	5,8 м3/час, 2,2 кВт	1989
	Насос топливный № 3	НШМ8/25	5,8 м3/час, 2,2 кВт	1989
	Насос тошшвоперекачивающий	Ш 40/6	18 м3/час, 7,5 кВт	1989
Тягодутьевое	Вентилятор Дутьевой № 1	ВДН-9	9,5 тыс. м3/час	1989
	Вентилятор Дутьевой № 1	ВДН-9	9,5 тыс. м3/час	1989
	Дымосос	Д-9	9,5 тыс. м3/час	1989
	Вентилятор центробежный № 1	Ц4-70	1,5 тыс. м3/час, 1,5 кВт	
	Вентилятор центробежный № 2	Ц4-70	1,5 тыс. м3/час, 1,5 кВт	
Топливное	Емкость мазутная, 2 шт.		Объем 38,5 м3	

Вид оборудования:	Тип оборудования:	Марка:	Технические характеристики:	Год ввода:
хозяйство	Мазутоподогреватель	МП 25/0,1	0,1 т/час, температура 90С	
	Фильтр мазутный		5 т/час	

3.2.2 Технологические схемы котельных

Технологические схемы котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика» представлены на рисунках с 3.1 по 3.38.

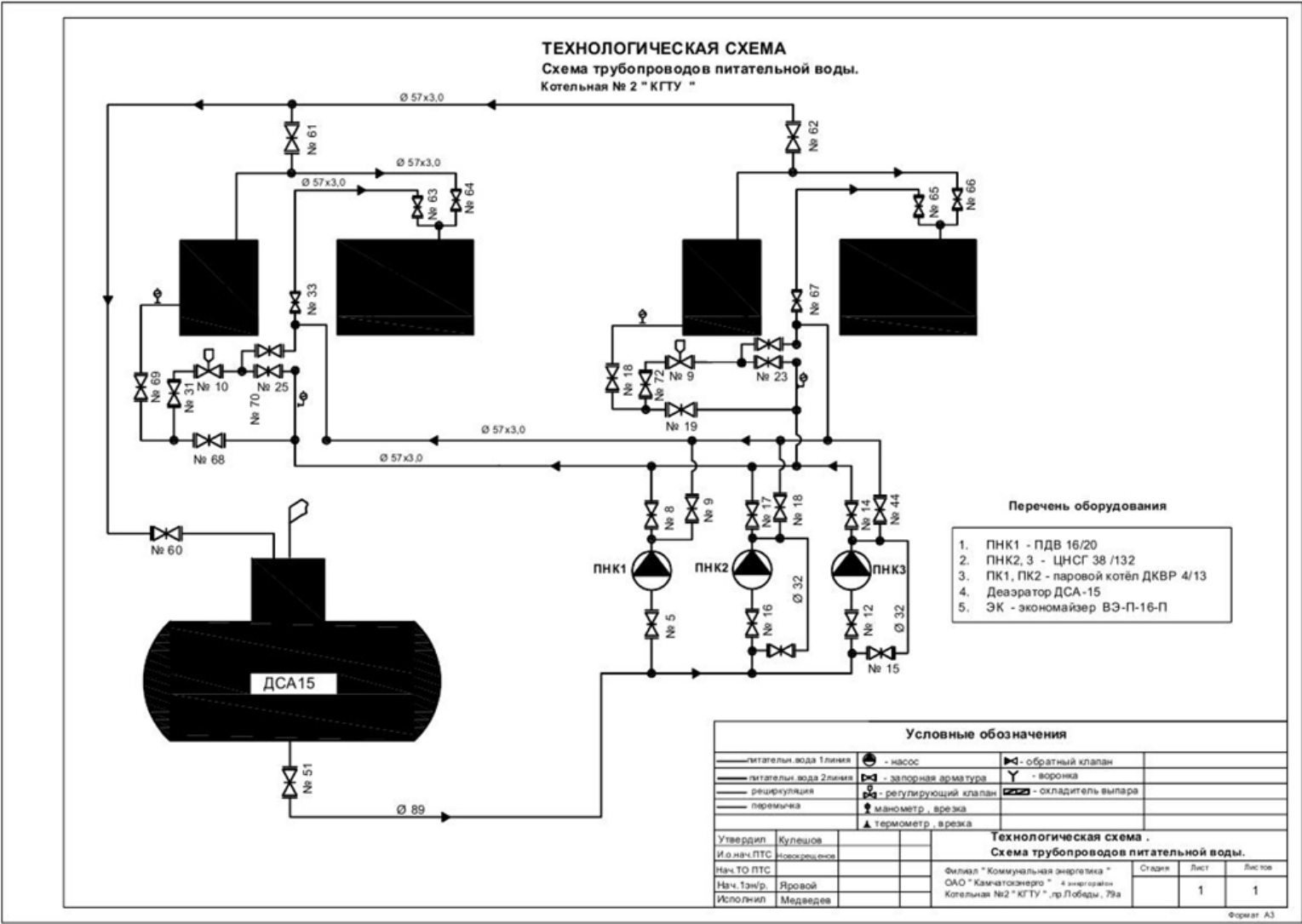


Рисунок 3.1. – Технологическая схема трубопроводов питательной воды котельной № 2 - "КГТУ"

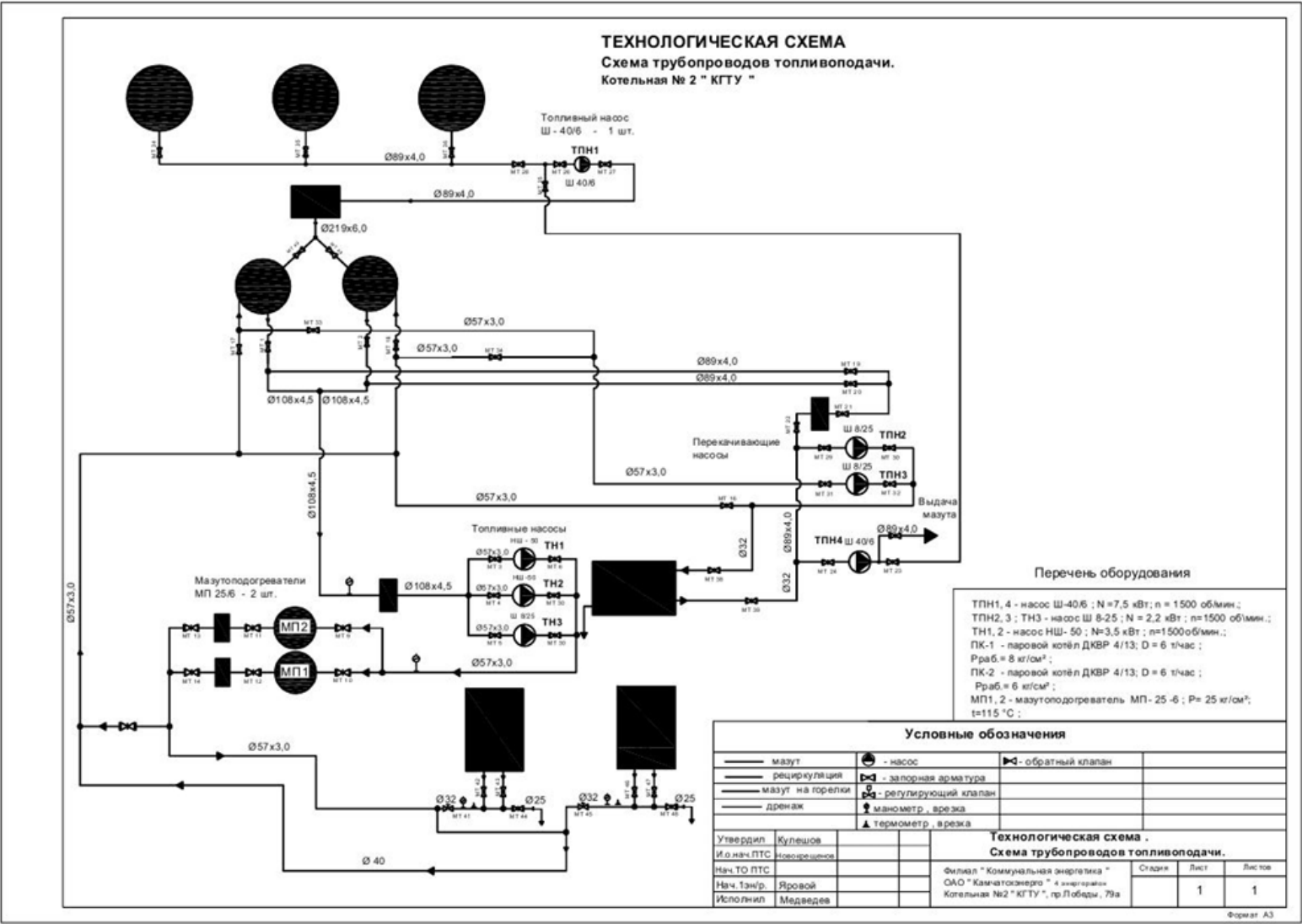


Рисунок 3.2. – Технологическая схема трубопроводов топливоподачи котельной № 2 - "КГТУ"

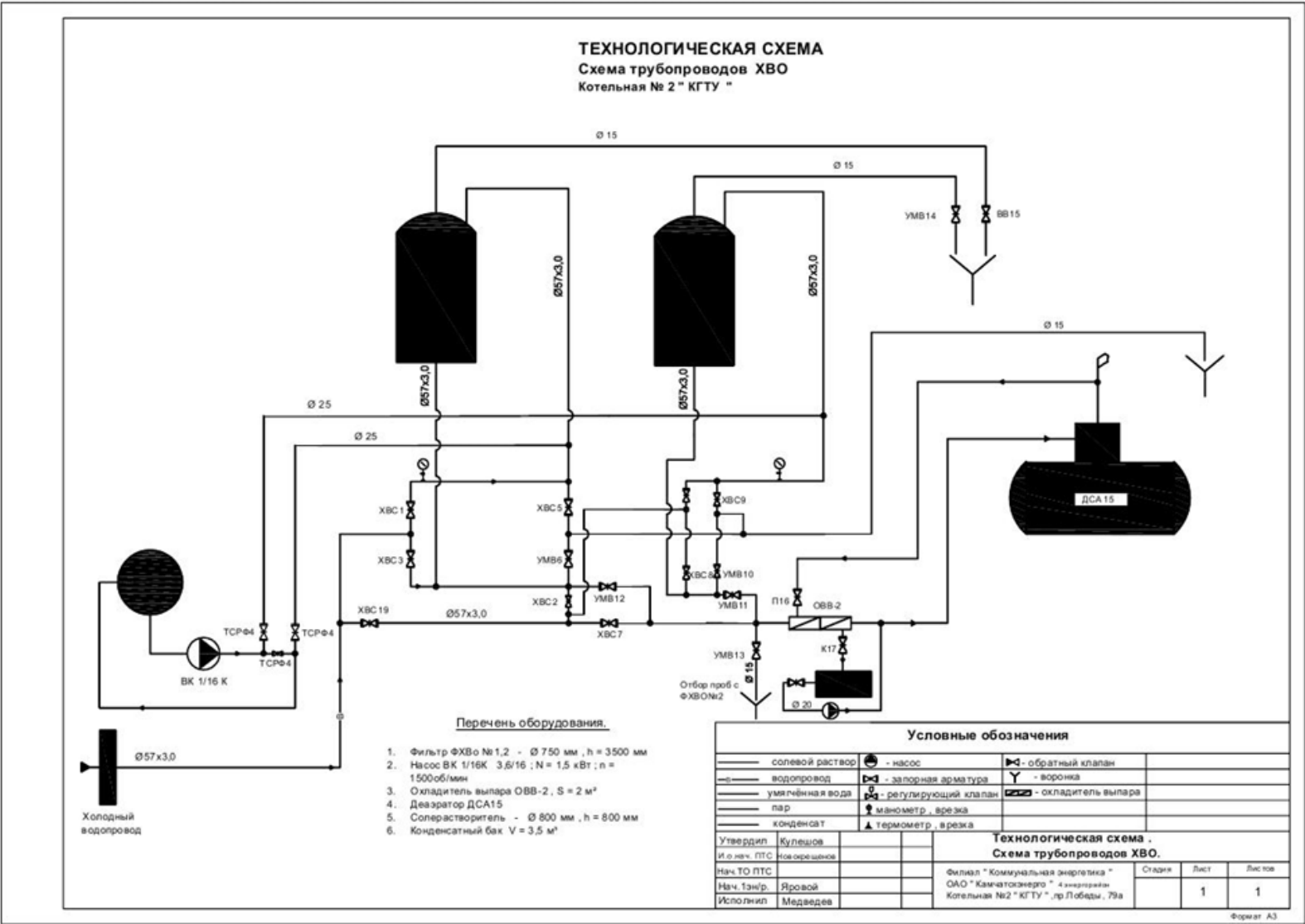


Рисунок 3.3. – Технологическая схема трубопроводов ХВО котельной № 2 - "КГТУ"

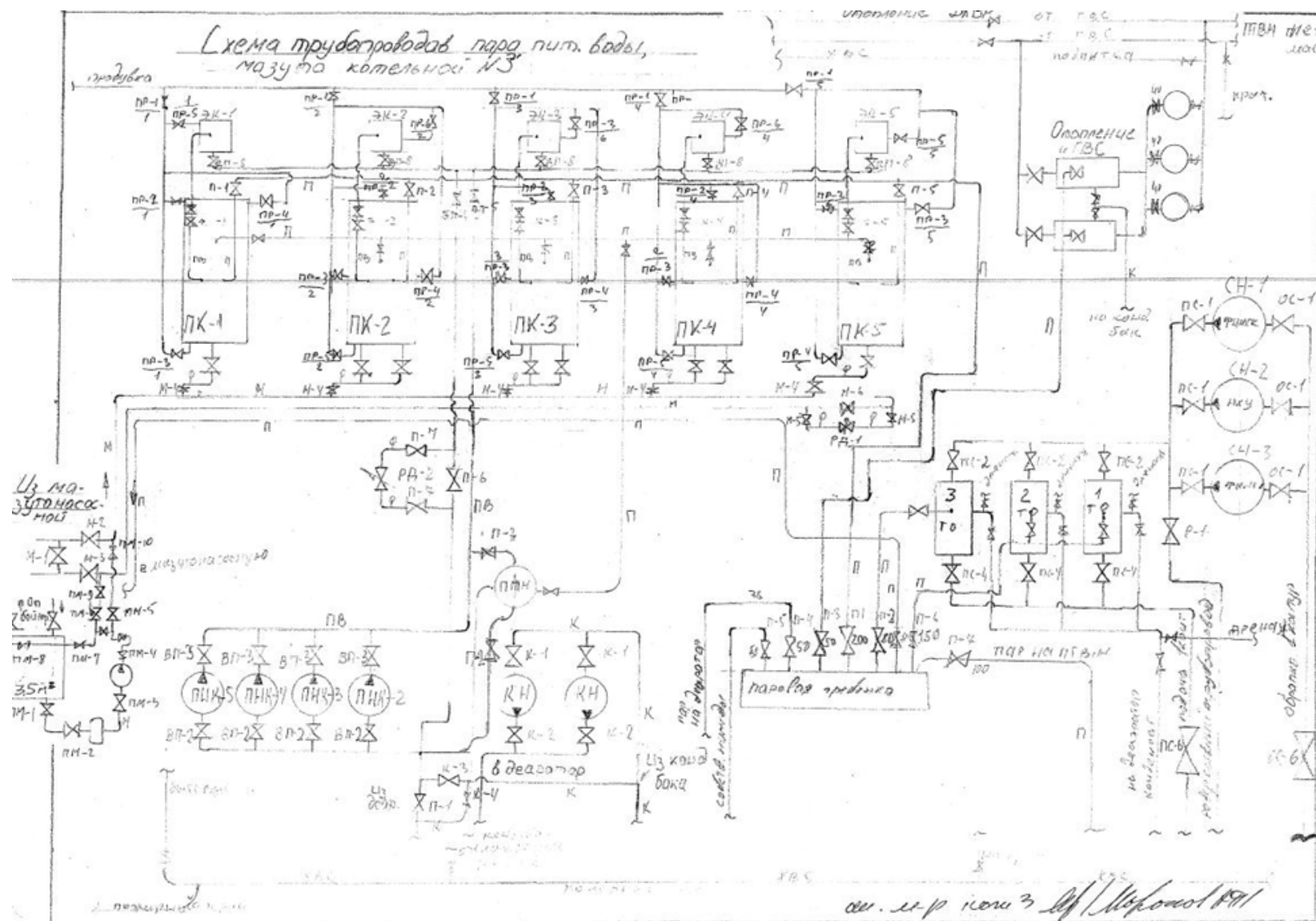


Рисунок 3.4. – Технологическая схема котельной № 3 - "Моховая"

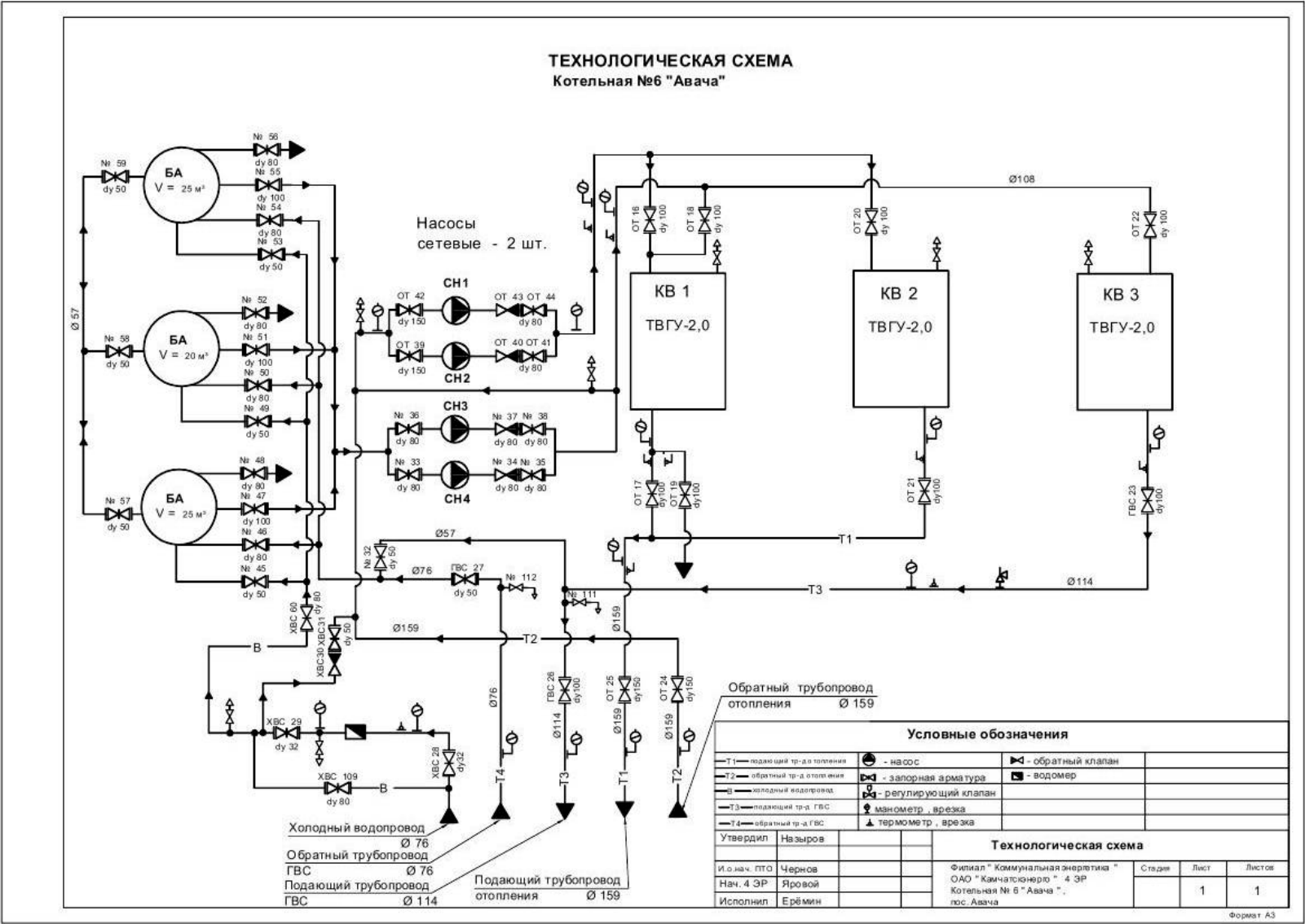


Рисунок 3.5. – Технологическая схема котельной № 6 - "Радиоцентр" п. Авача

30401.ОМ-ПСТ.001.001.

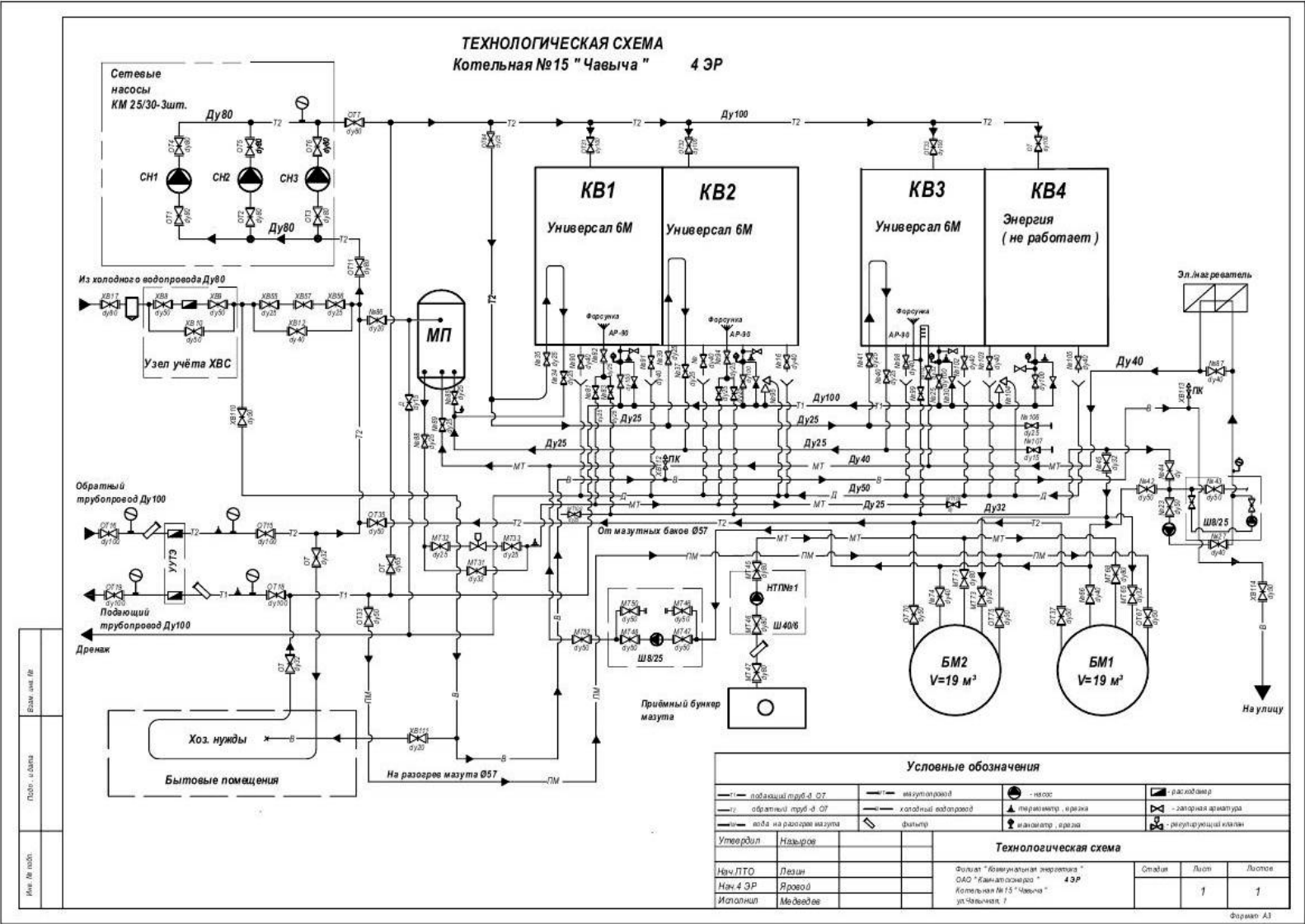


Рисунок 3.6. – Технологическая схема котельной №15 - "Чавыча"

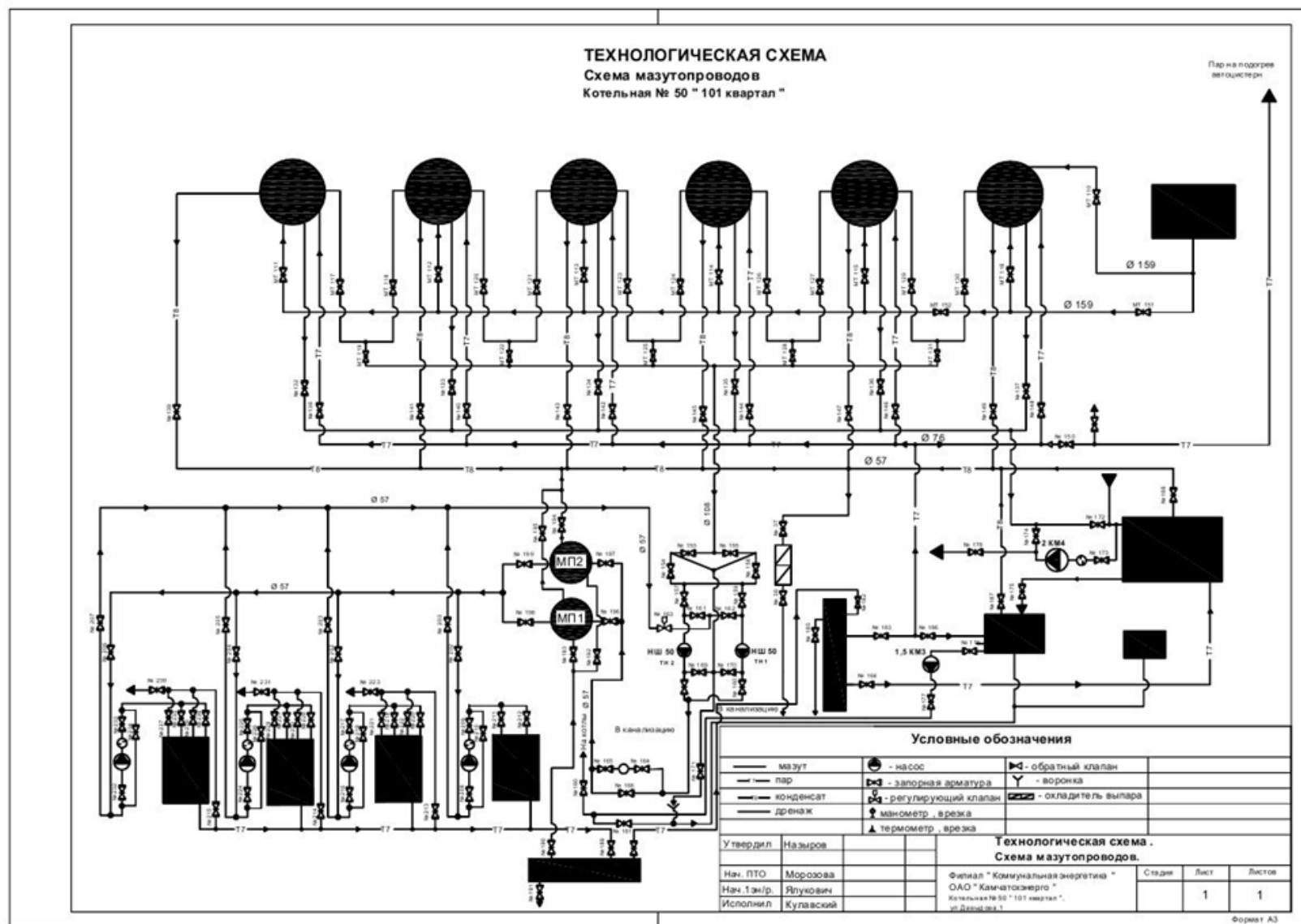
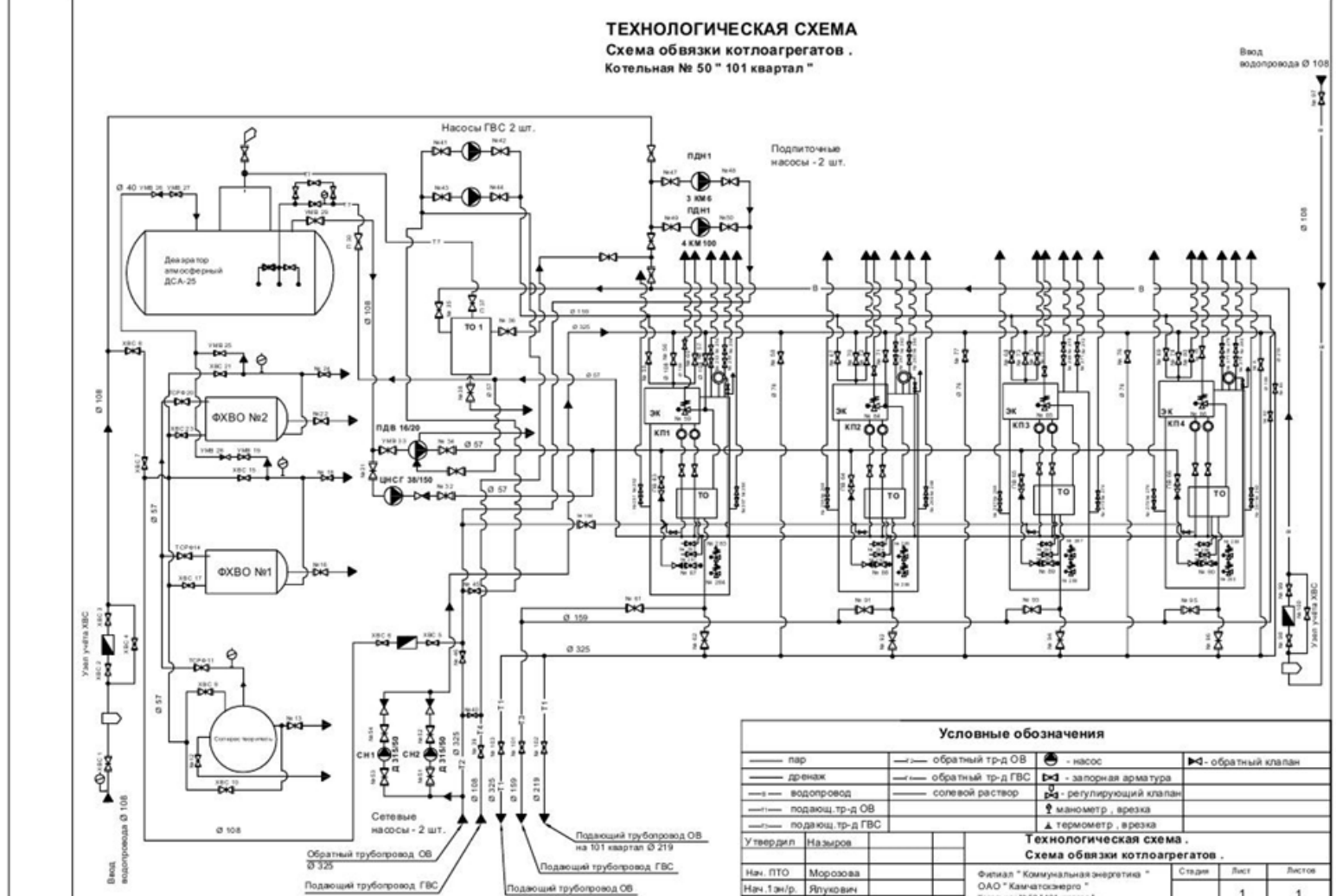


Рисунок 3.7. – Технологическая схема мазутопроводов котельной №50 - "101 квартал"

30401.OM-ПСТ.001.001.



30401.OM-ПСТ.001.001.

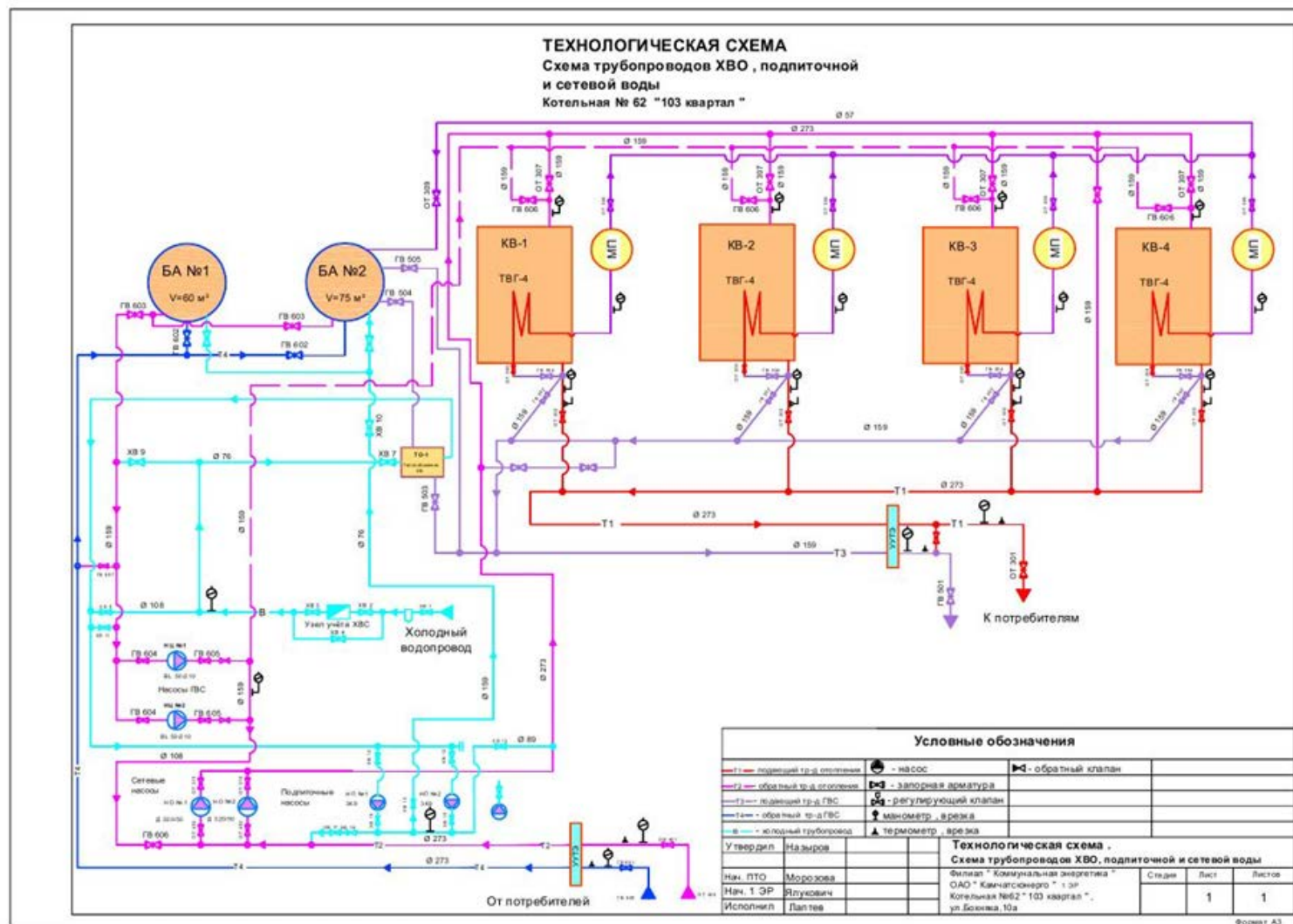


Рисунок 3.9. – Технологическая схема трубопроводов ХВО котельной №62 - "103 квартал"

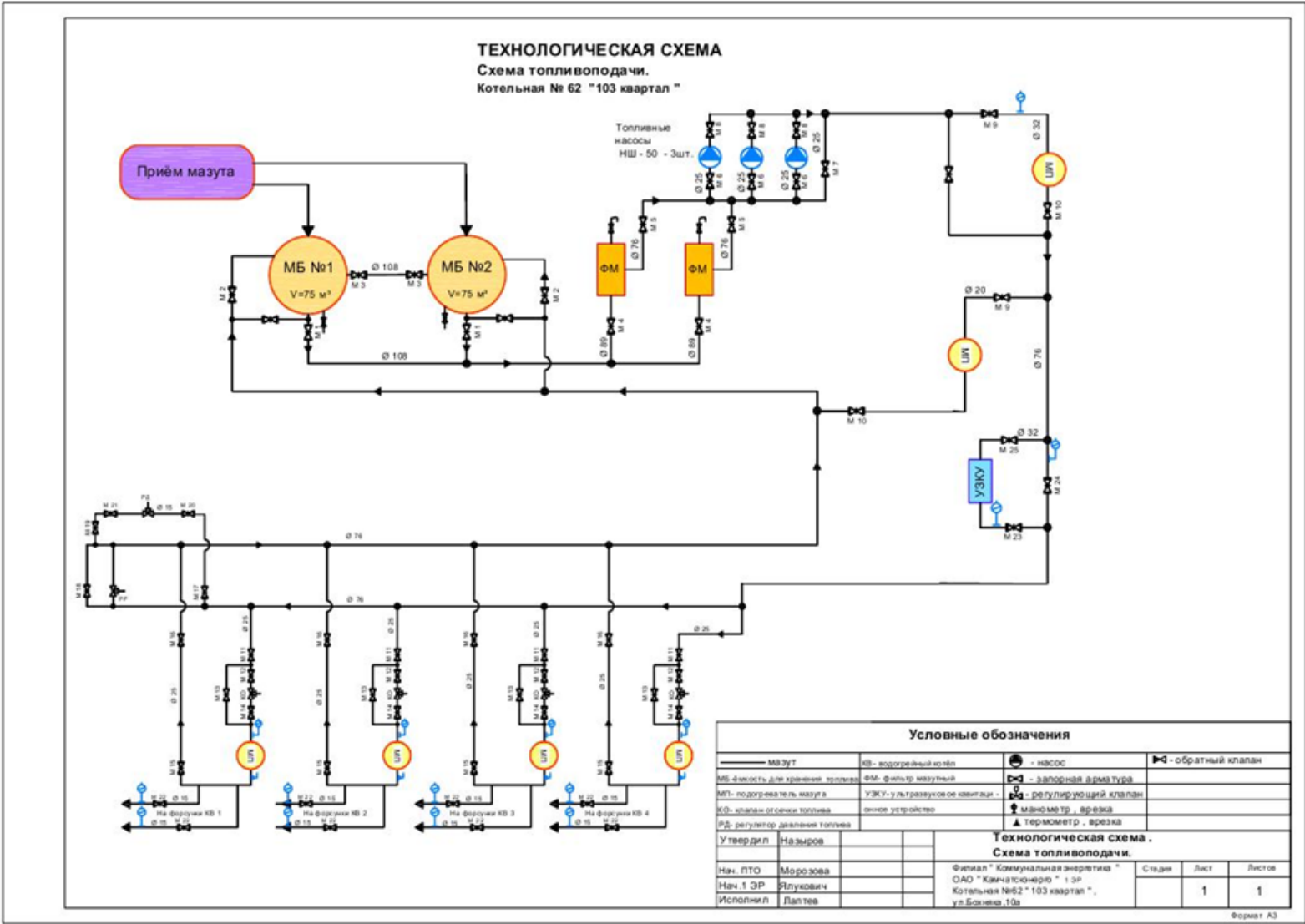


Рисунок 3.10. – Технологическая схема топливоподачи котельной №62 - "103 квартал"

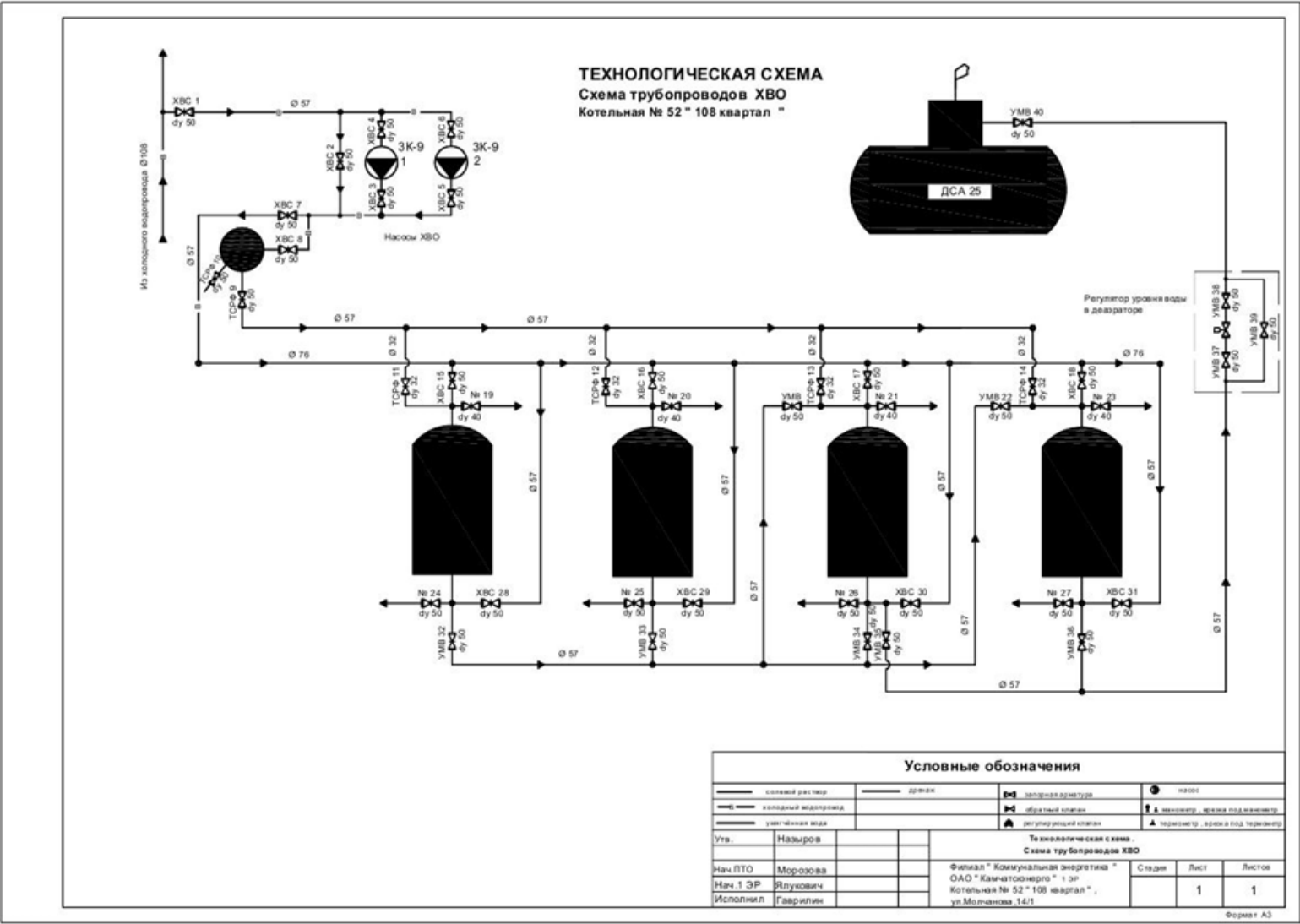


Рисунок 3.11. – Технологическая схема трубопроводов ХВО котельной №52 - "108 квартал"

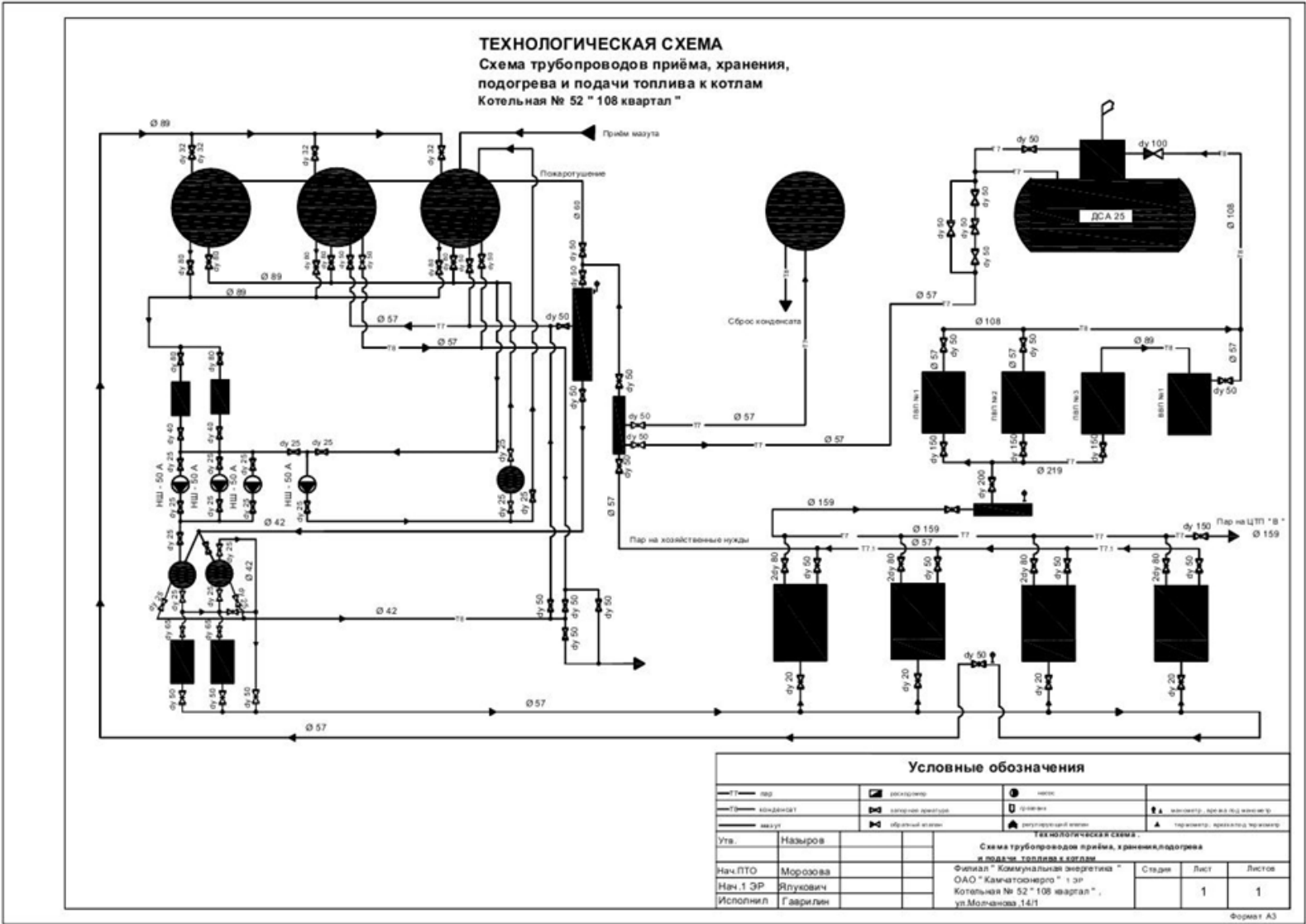


Рисунок 3.12. – Технологическая схема трубопроводов котельной №52 - "108 квартал"

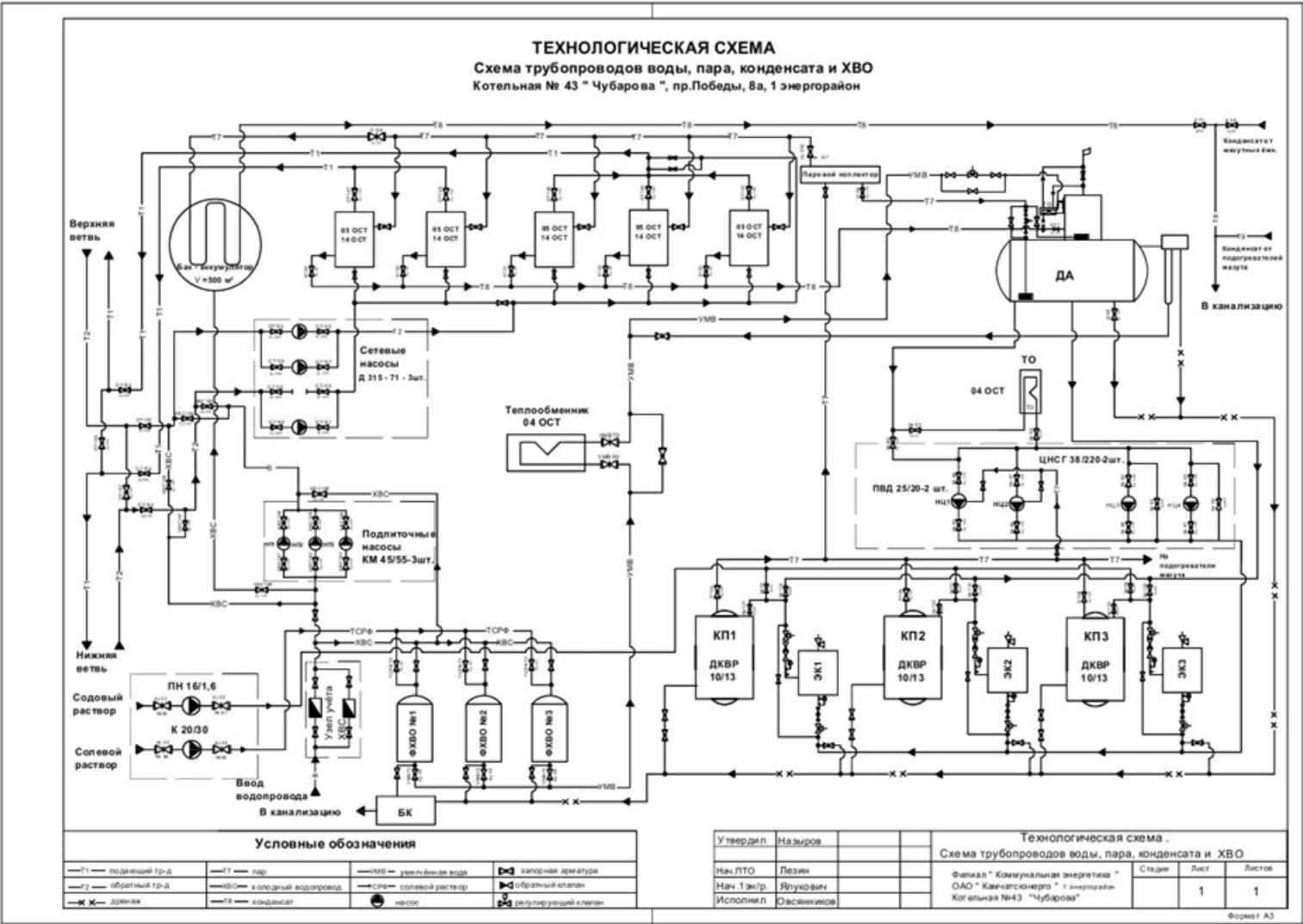


Рисунок 3.13. – Технологическая схема трубопроводов ХВО котельной №43 - "Чубарова"

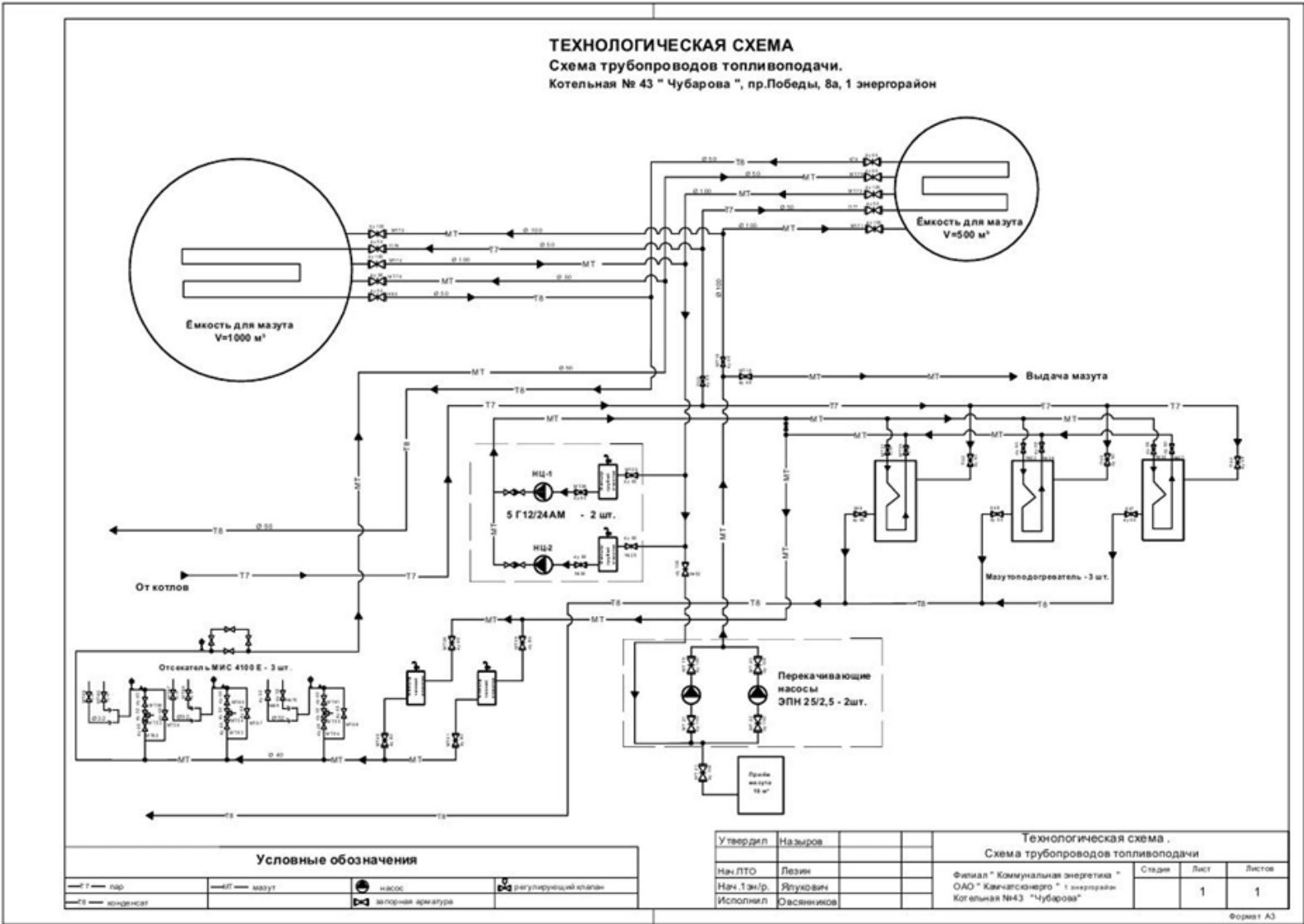


Рисунок 3.14. – Технологическая схема трубопроводов топливоподдачи котельной №43 - "Чубарова"

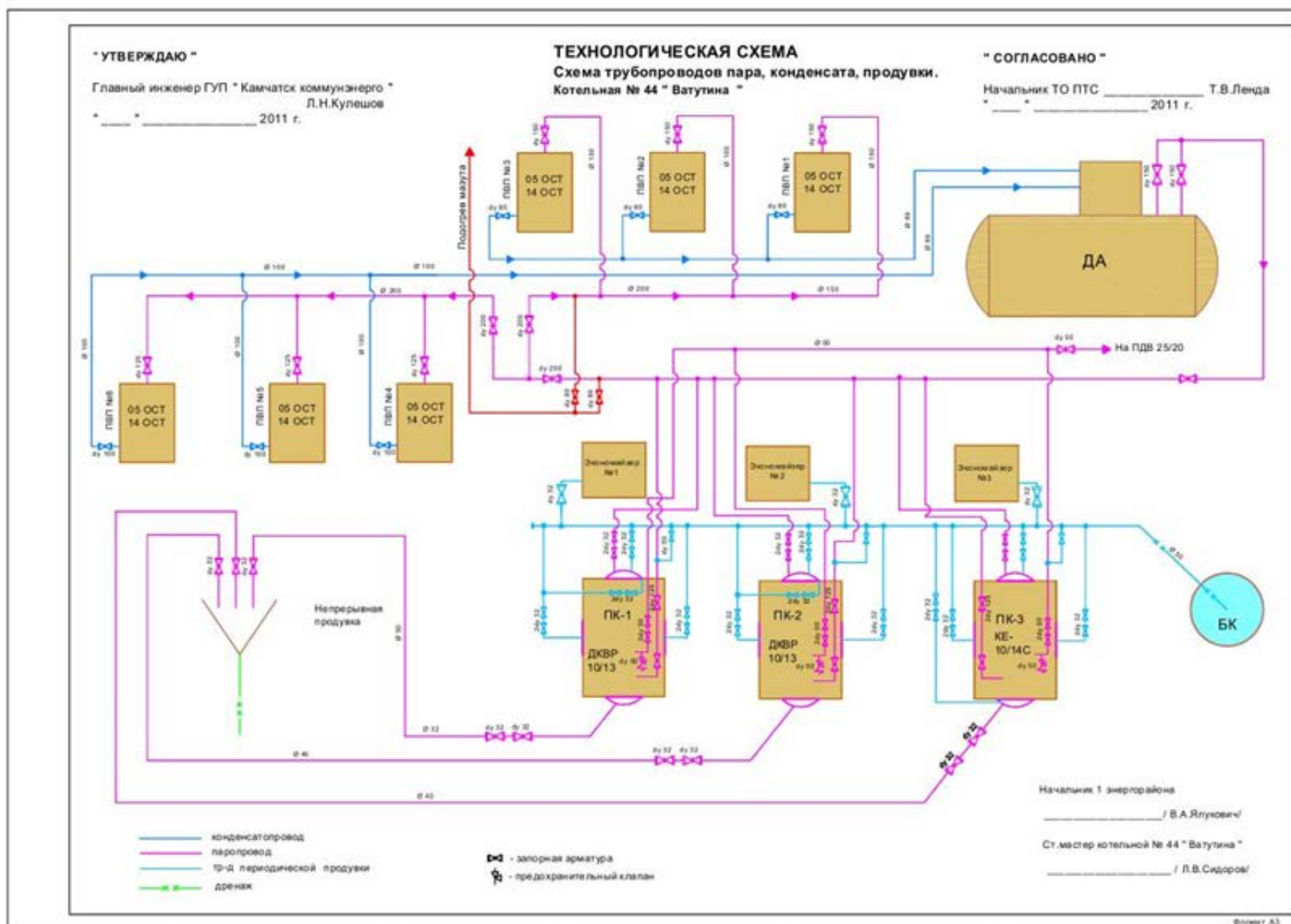


Рисунок 3.15. – Технологическая схема котельной №44 - "Ватутина"

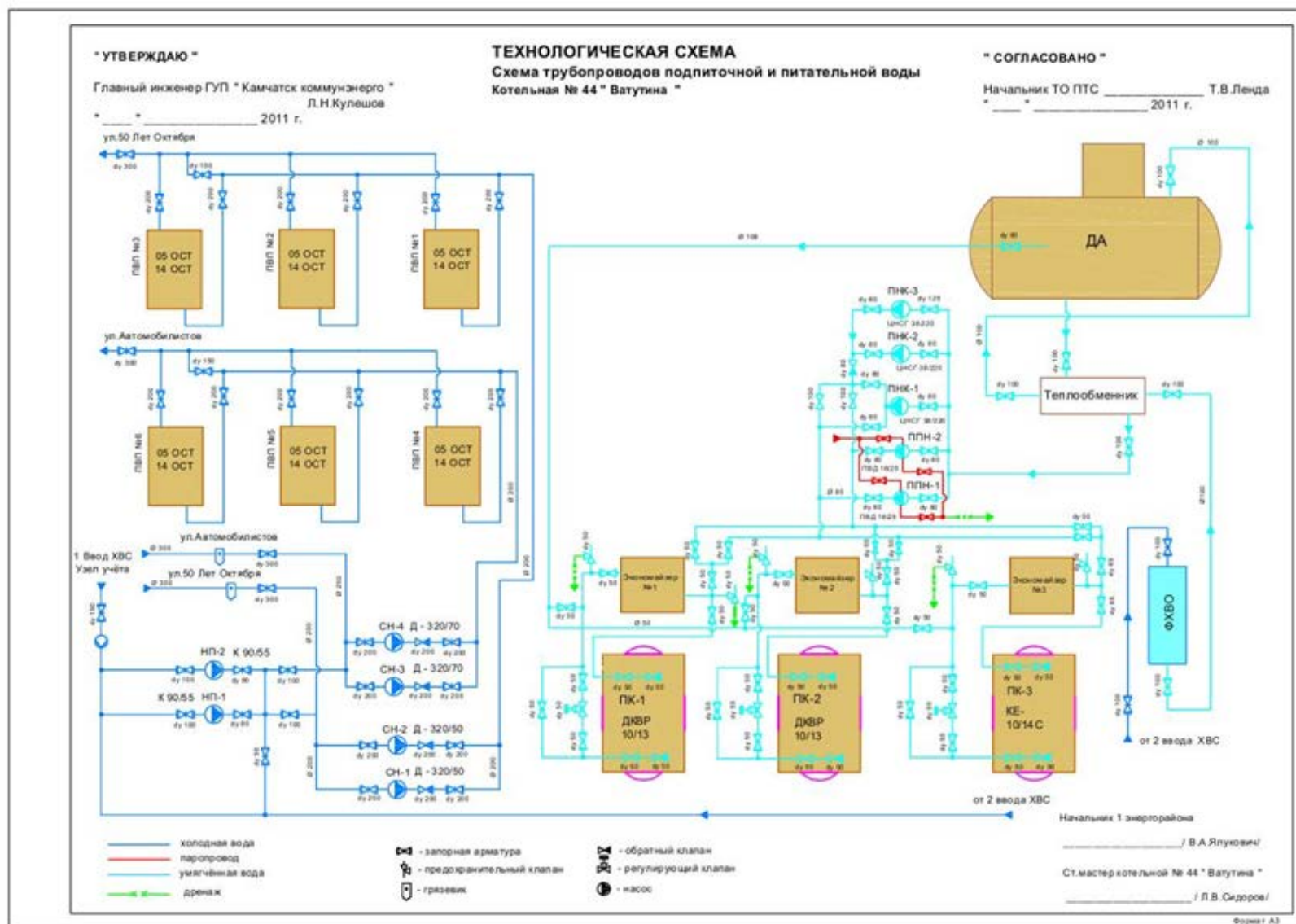


Рисунок 3.16. – Технологическая схема котельной №44 - "Ватутина"

30401.ОМ-ПСТ.001.001.

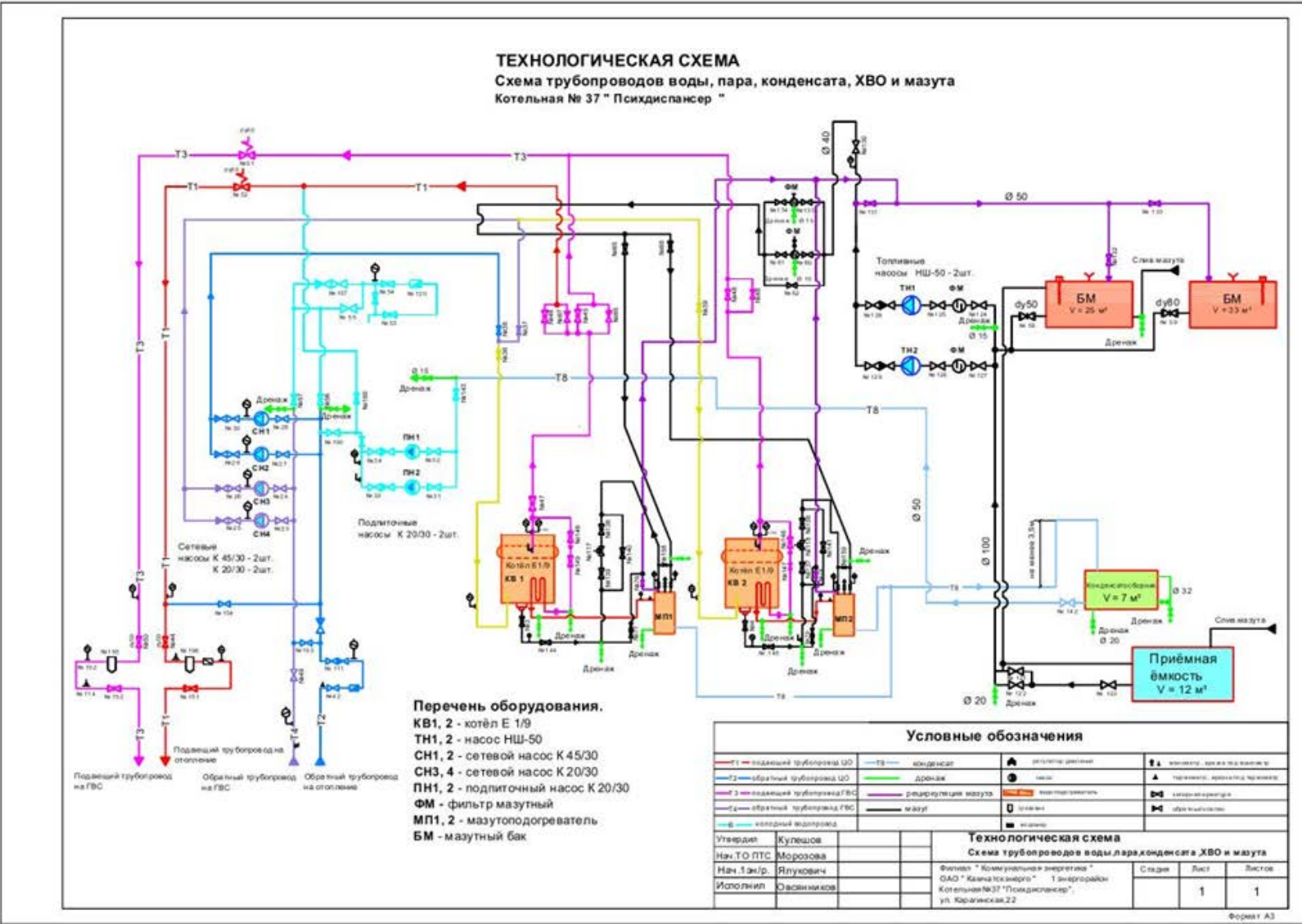


Рисунок 3.17. – Технологическая схема котельной №37 - "Психдиспансер"

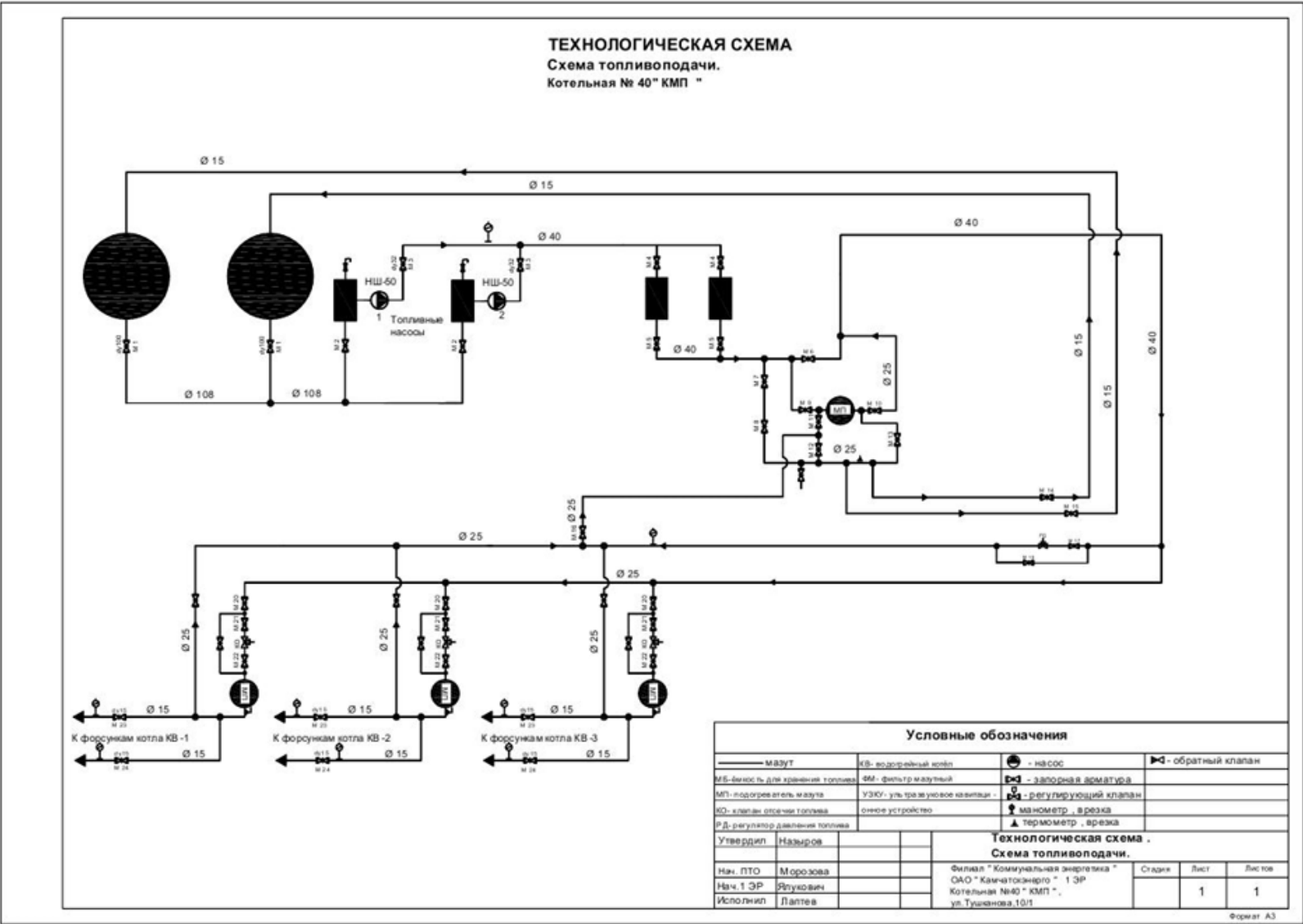


Рисунок 3.18. – Технологическая схема топливоподачи котельной №40 - "КМП"

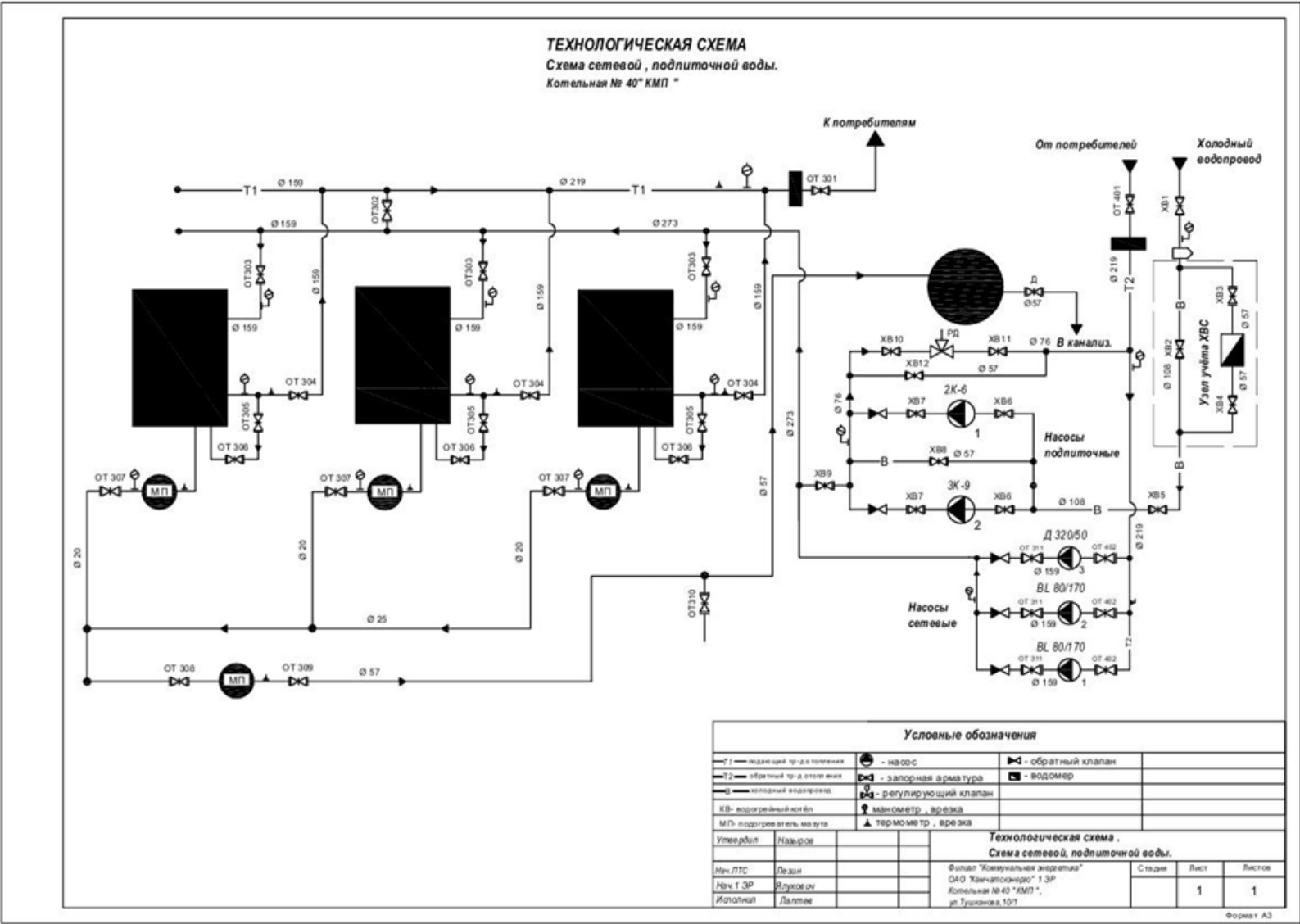
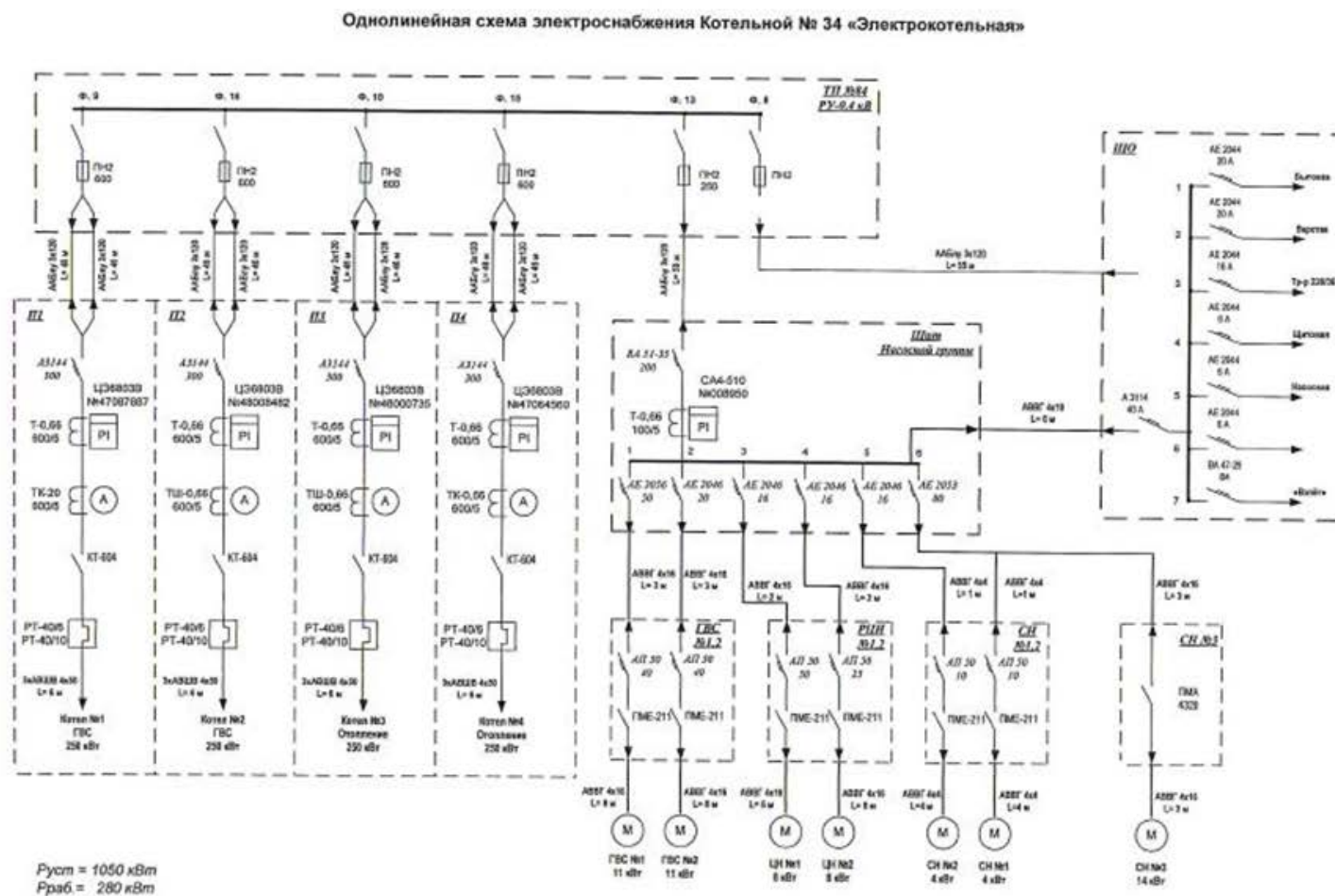


Рисунок 3.19. – Технологическая схема сетевой подпиточной воды котельной №40 - "КМП"

30401.OM-ПСТ.001.001.





06.02.2013г.

Ответственный за электрохозяйство *Стародумов* А.Д. Стародумов

Рисунок 3.21. – Технологическая схема электроснабжения котельной №34 - "Электрокотельная"

30401.ОМ-ПСТ.001.001.

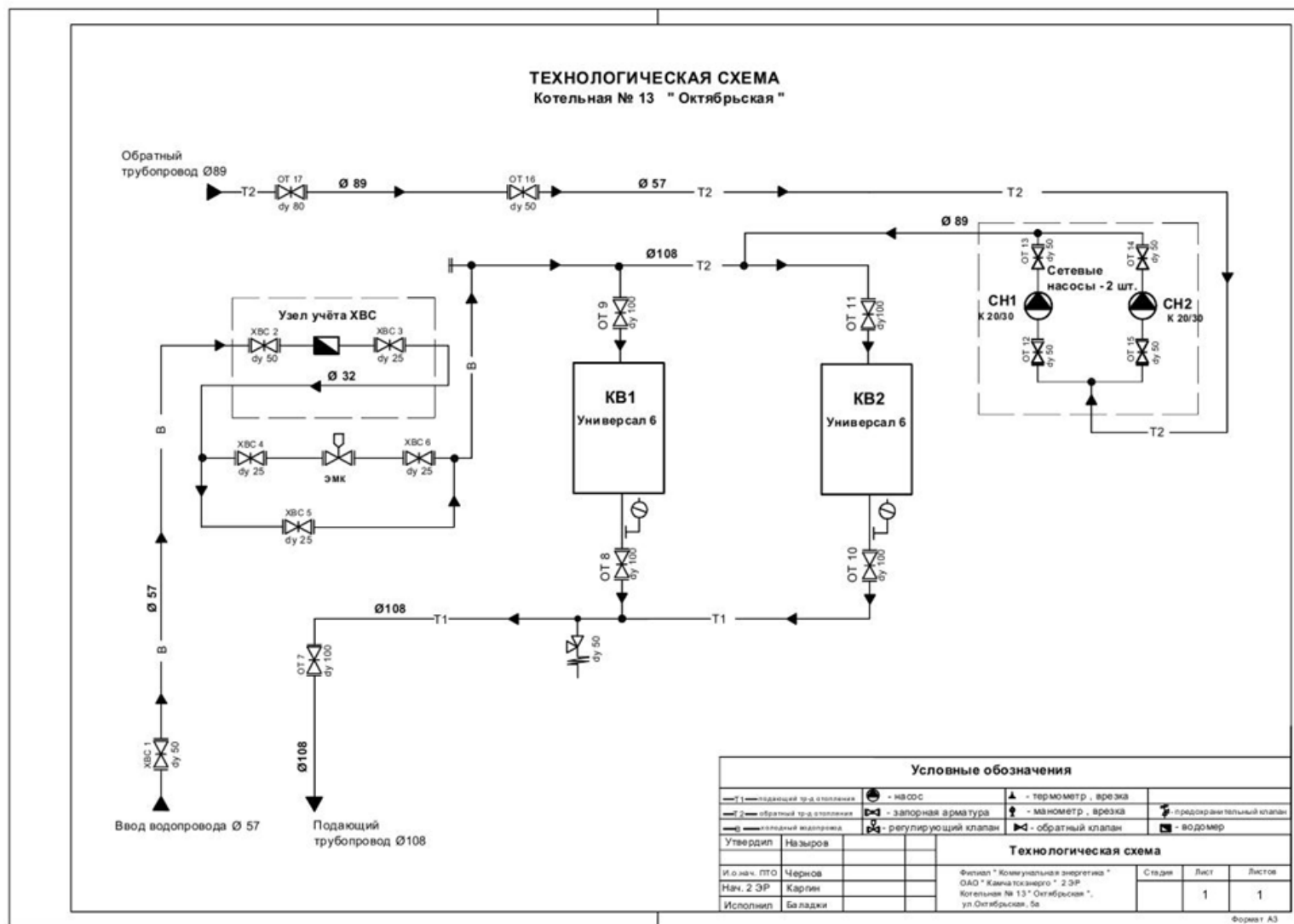


Рисунок 3.22. – Технологическая схема котельной №13 - "Октябрьская"

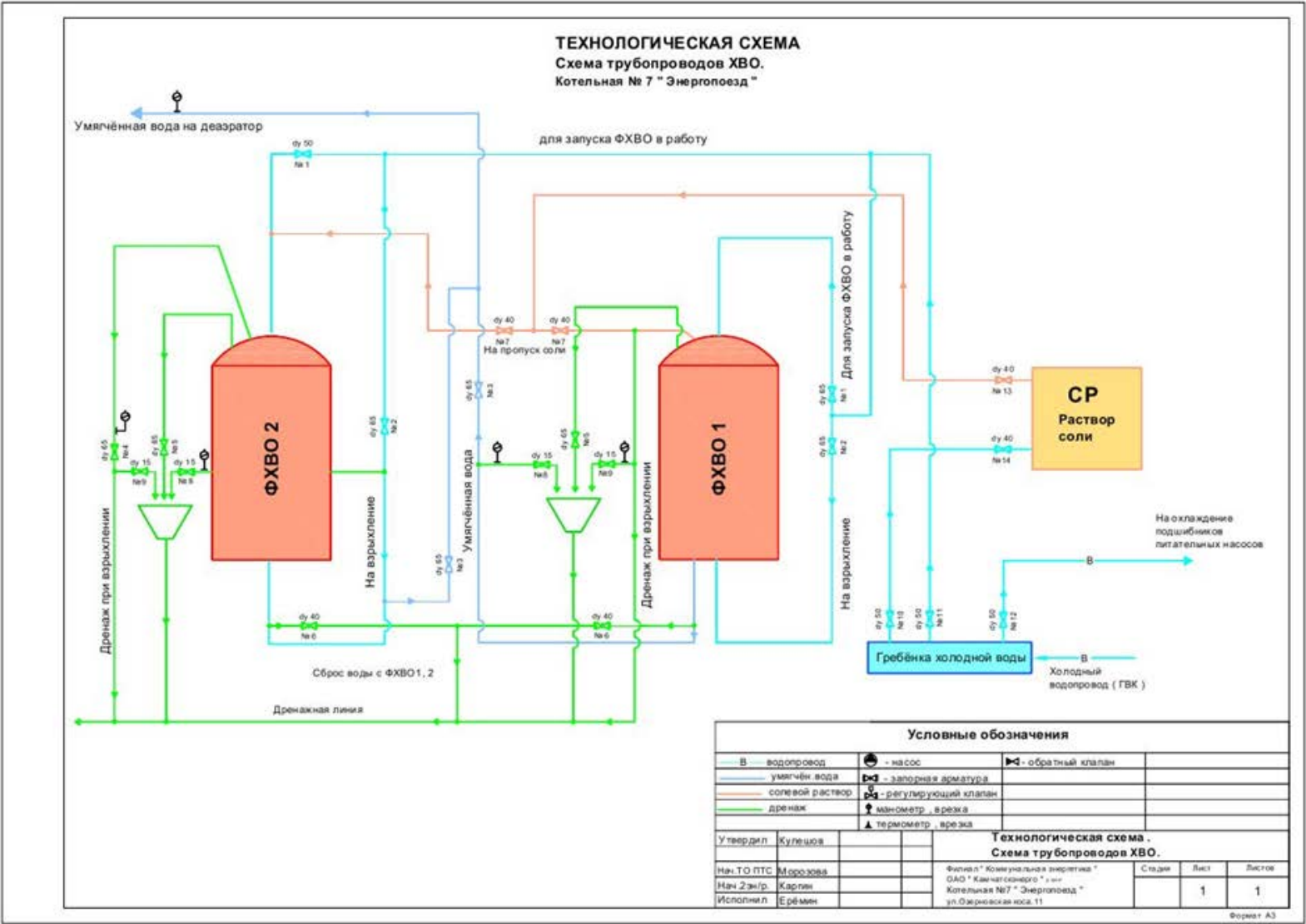


Рисунок 3.23. – Технологическая схема котельной № 7 - "Энергопоезд"

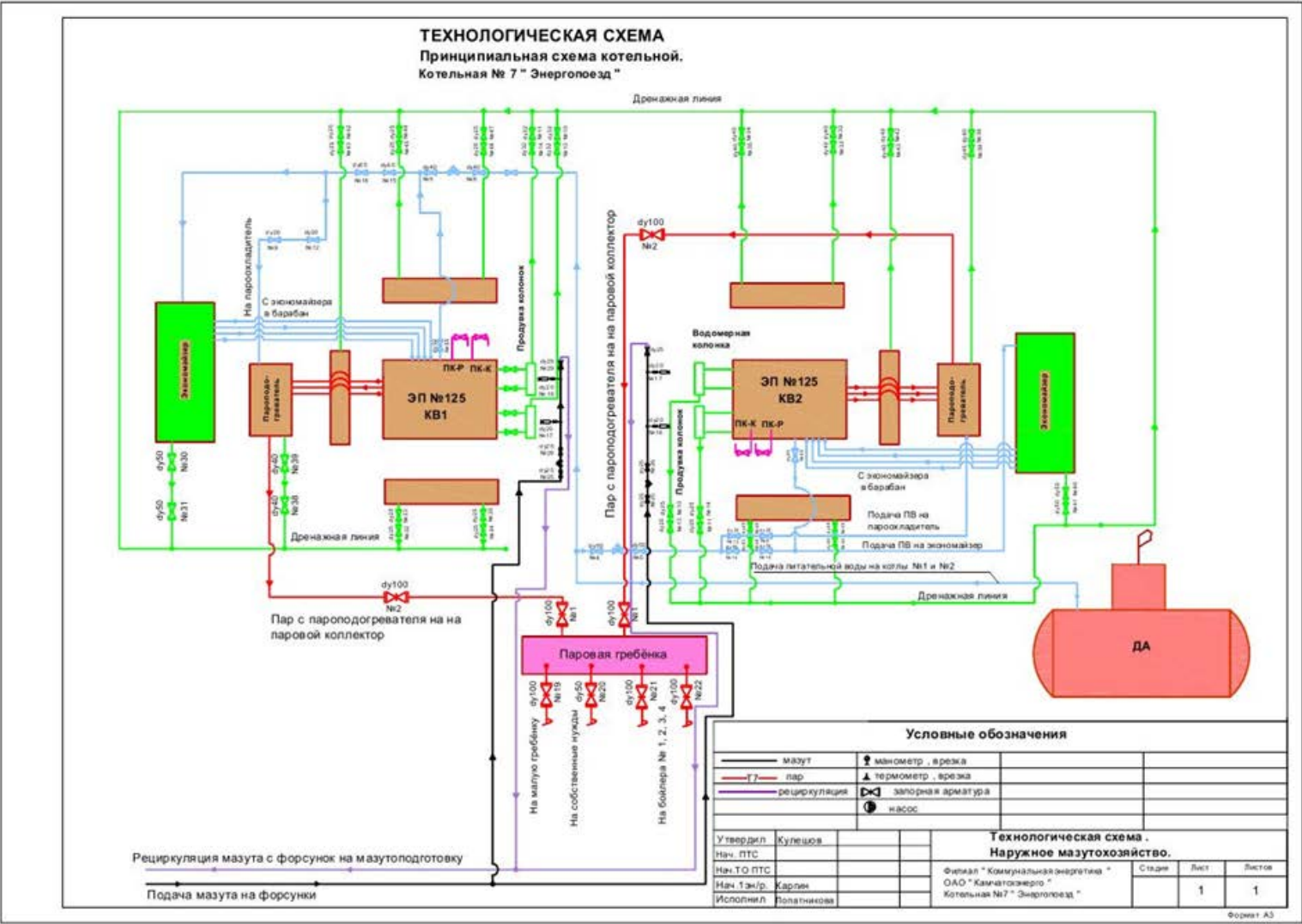


Рисунок 3.24. – Технологическая схема котельной № 7 - "Энергопоезд"

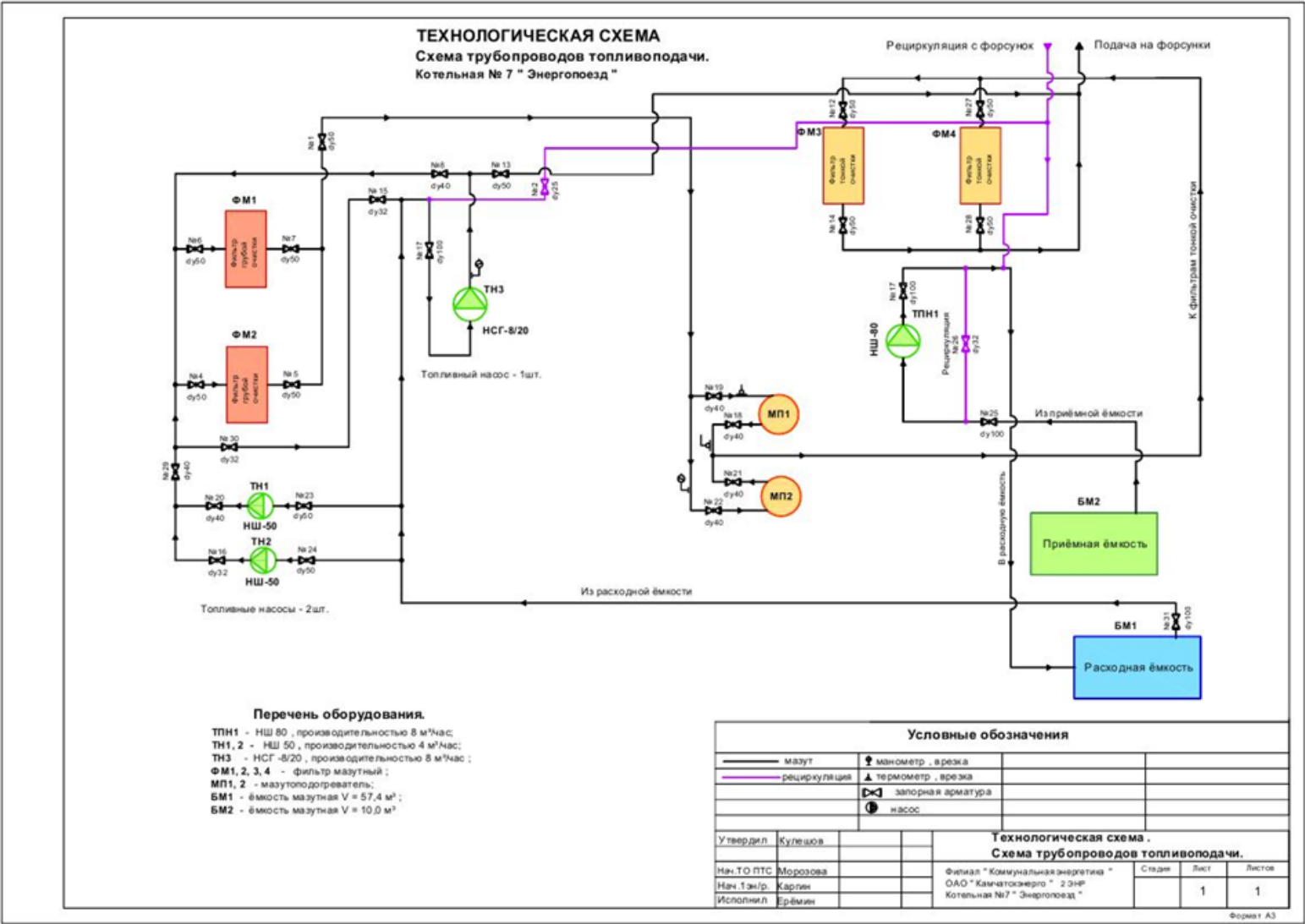


Рисунок 3.25. – Технологическая схема трубопроводов топливоподачи котельной № 7 - "Энергопоезд"

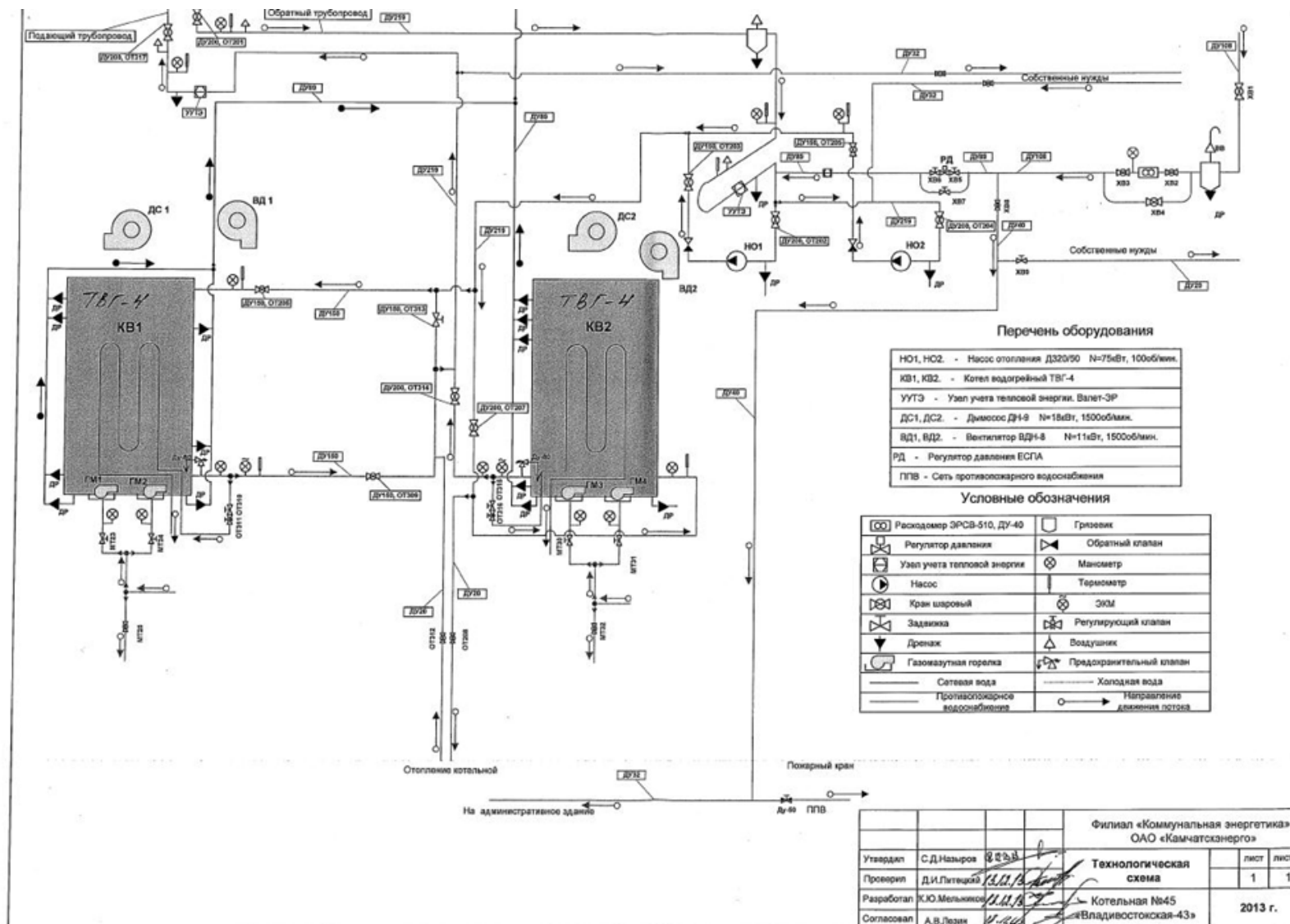


Рисунок 3.26. – Технологическая схема котельной №45 - "Владивостокская"

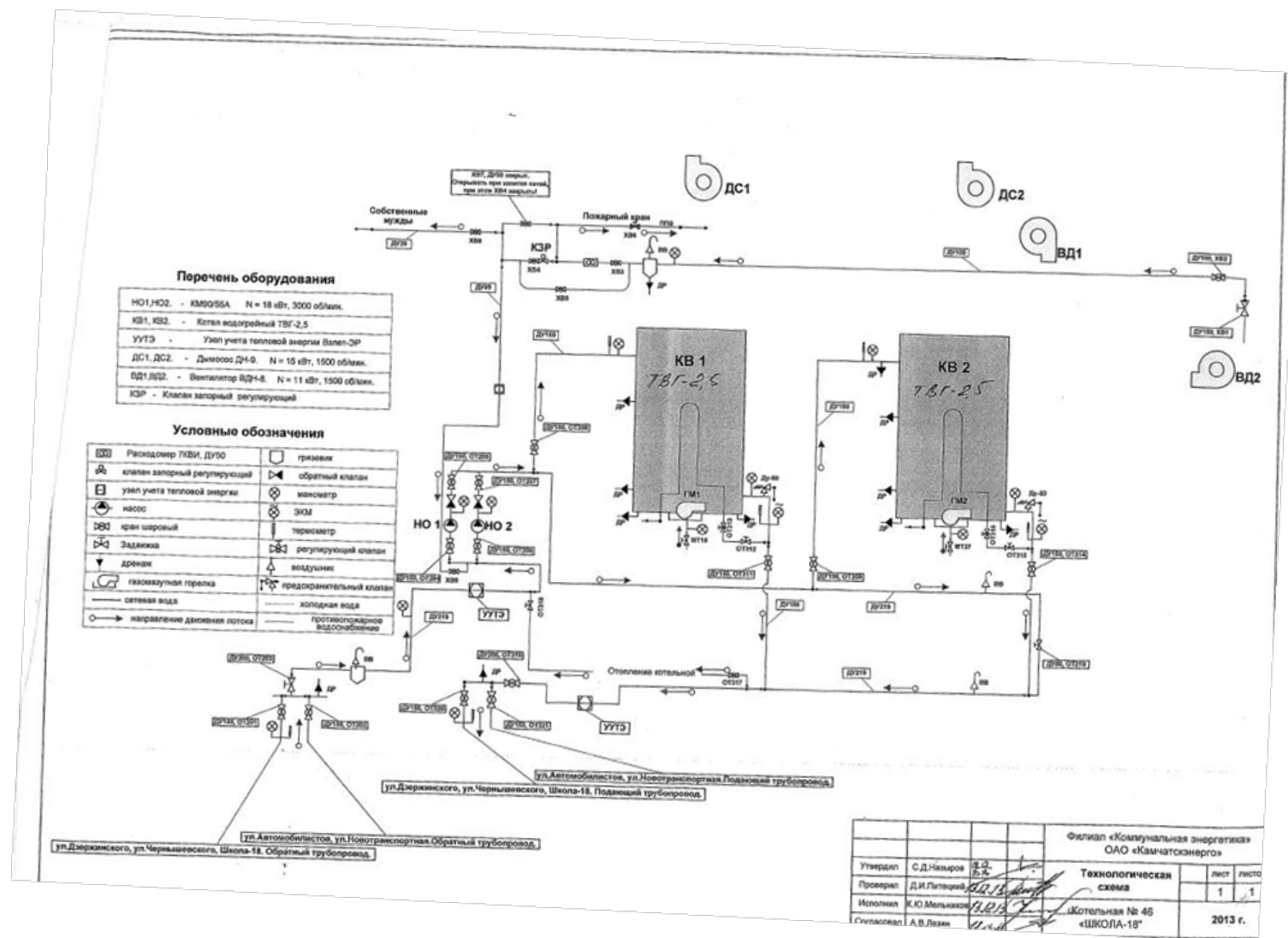


Рисунок 3.27. – Технологическая схема котельной №46 - "Школа № 18"

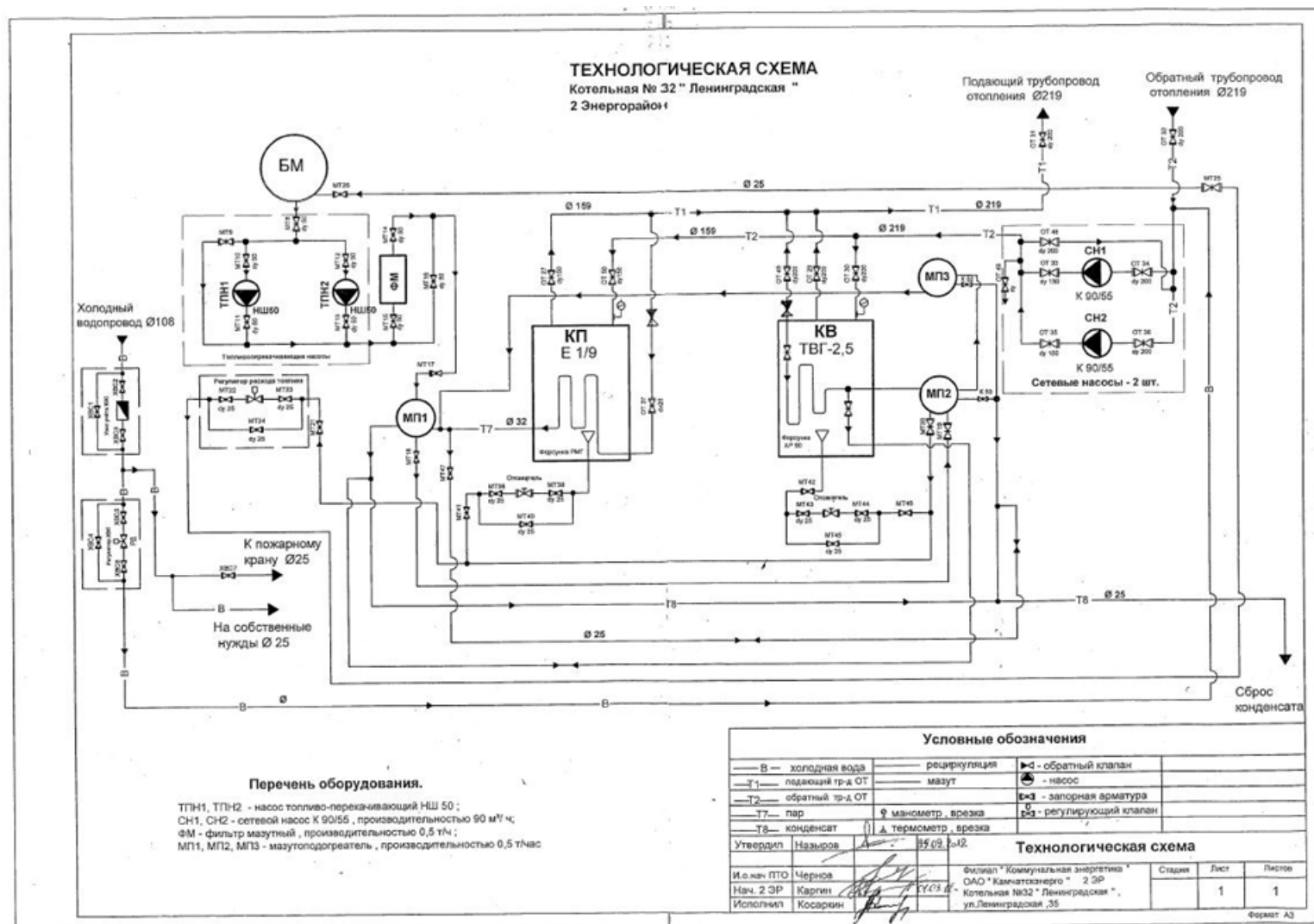


Рисунок 3.28. – Технологическая схема котельной №32 - "Ленинградская"

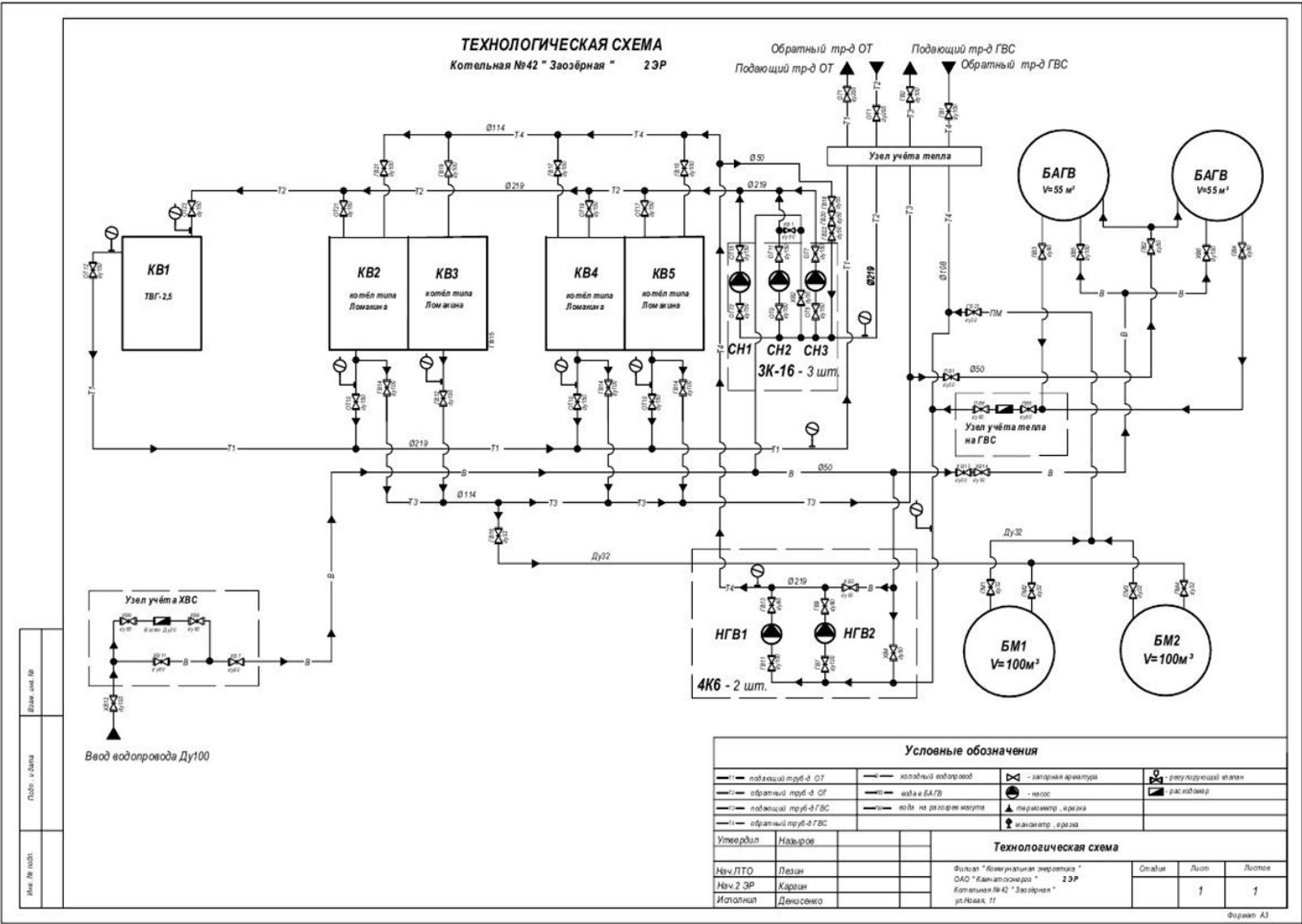


Рисунок 3.29. – Технологическая схема котельной №42 - "Заозёрная"

30401.ОМ-ПСТ.001.001.

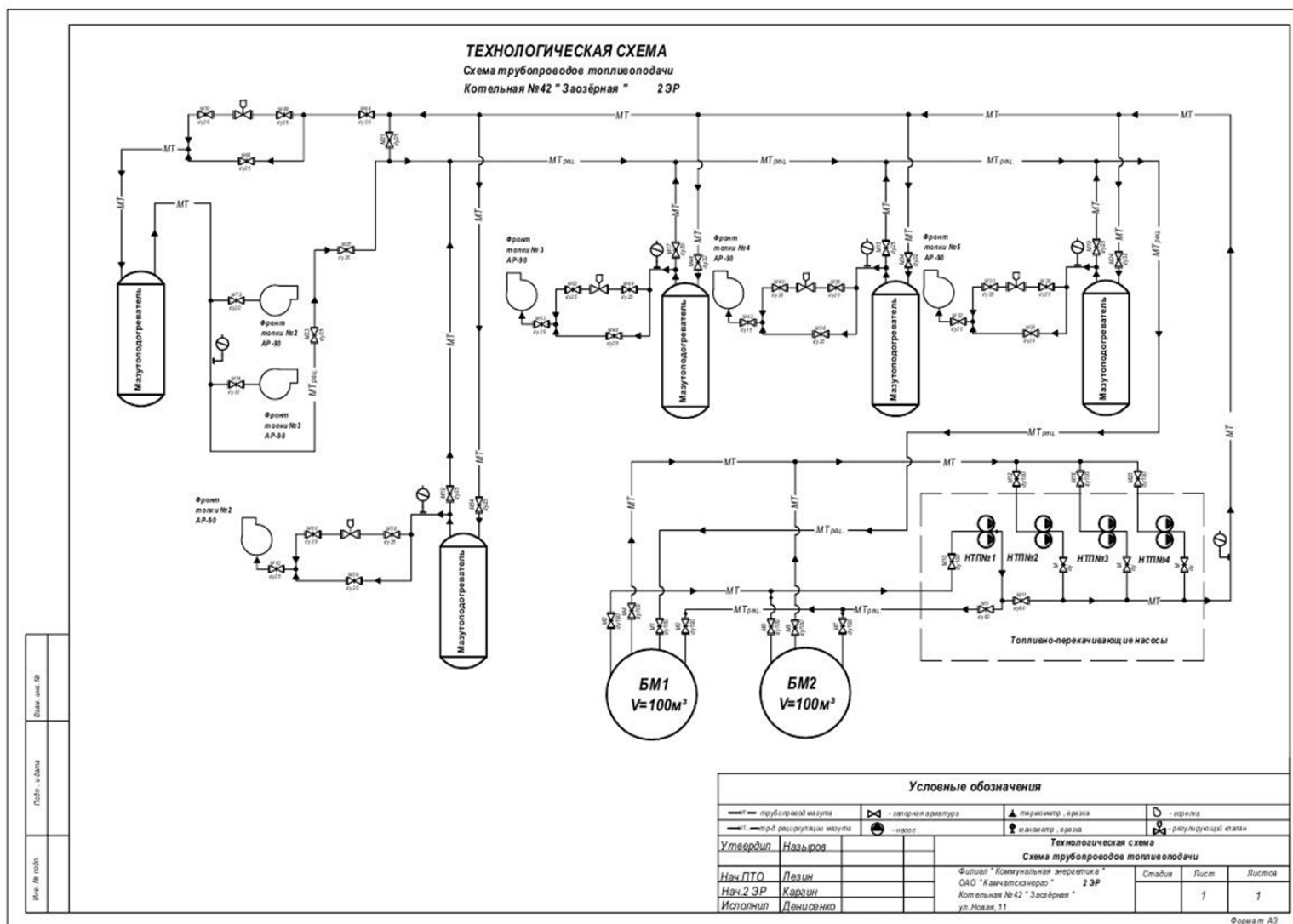


Рисунок 3.30. – Технологическая схема трубопроводов топливоподачи котельной №42 - "Заозерная"

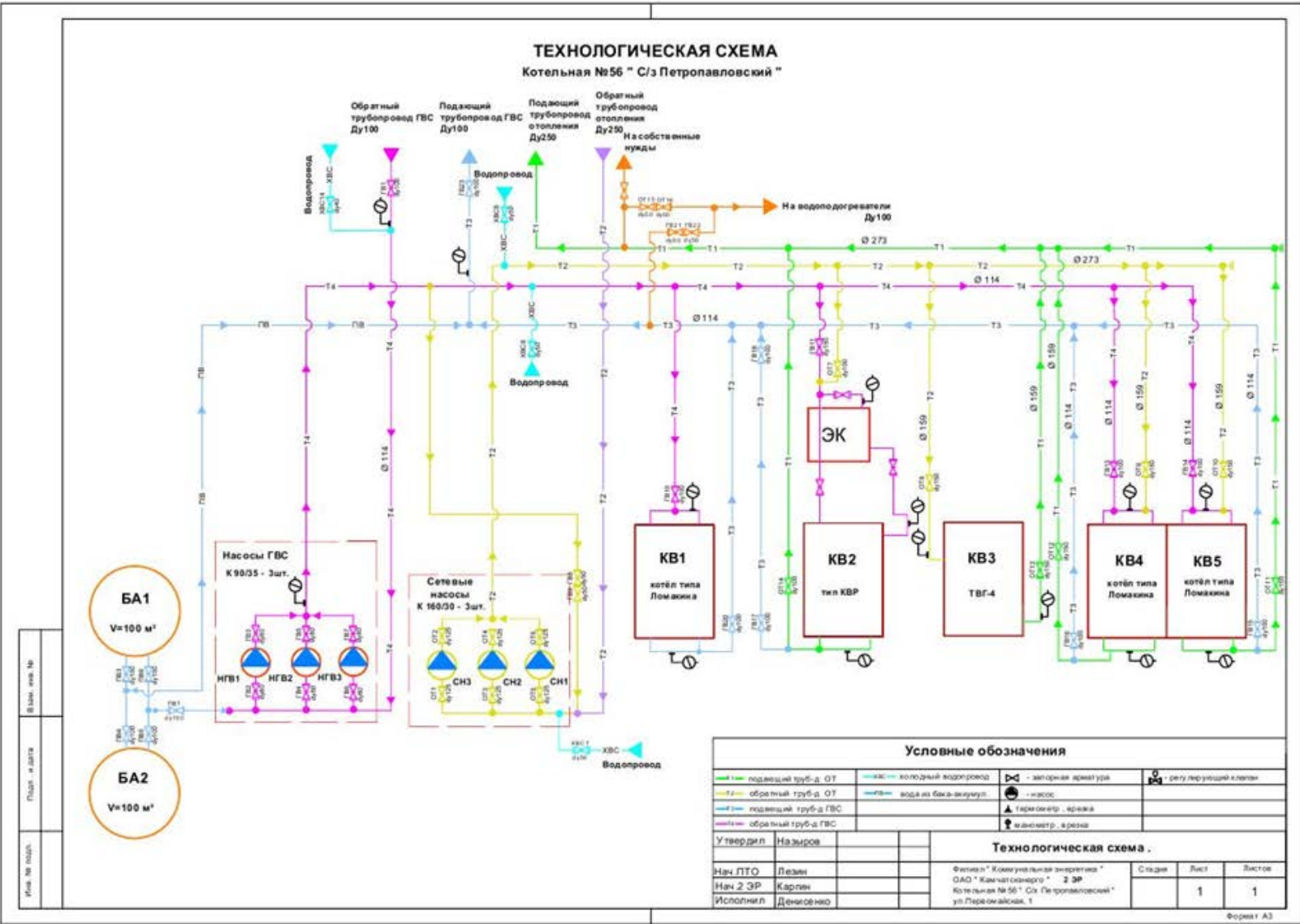


Рисунок 3.31. – Технологическая схема котельной №56 - "с/х Петропавловский"

30401.OM-ПСТ.001.001.

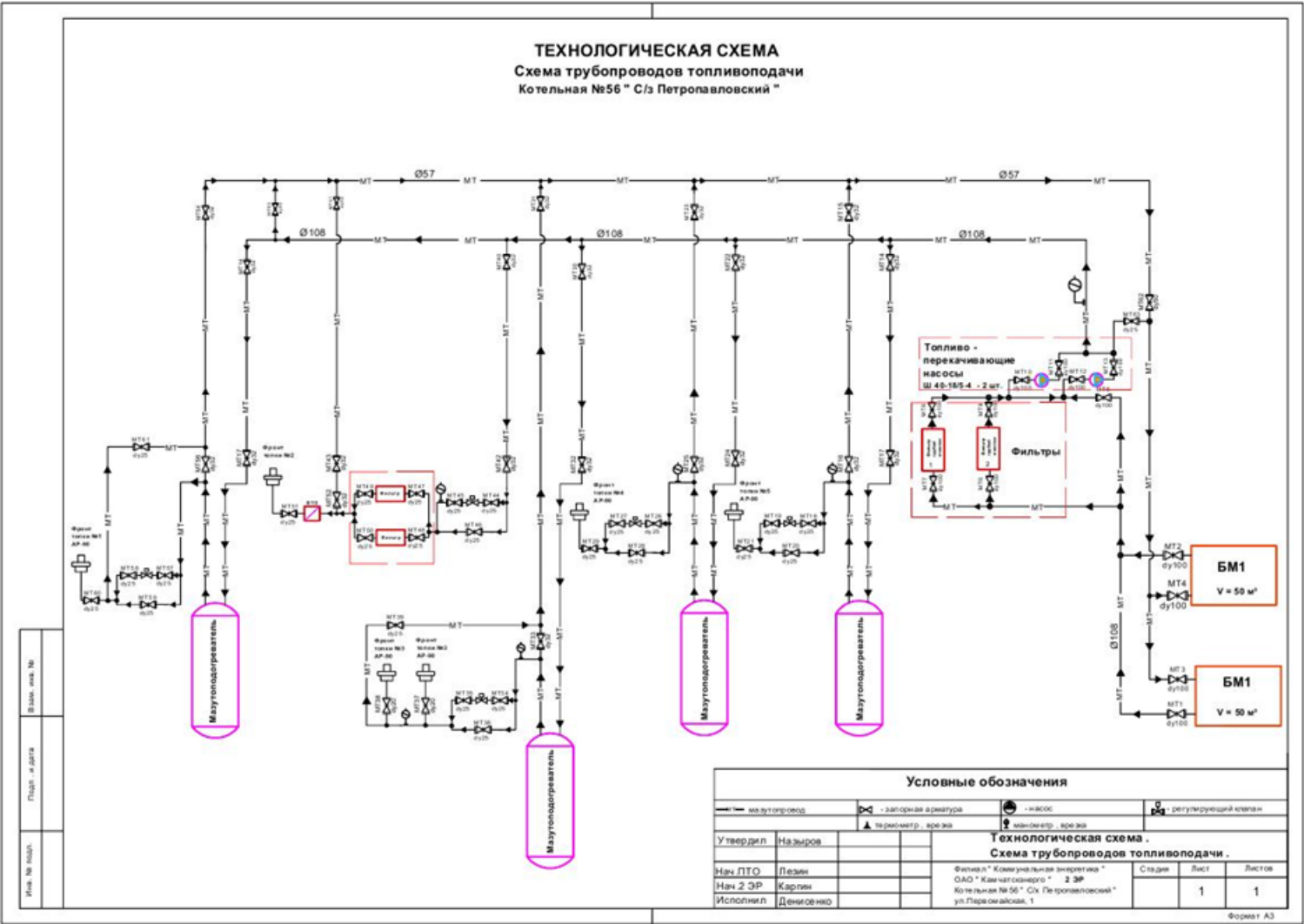


Рисунок 3.32. – Технологическая схема трубопроводов топливоподачи котельной №56 - "с/х Петропавловский"

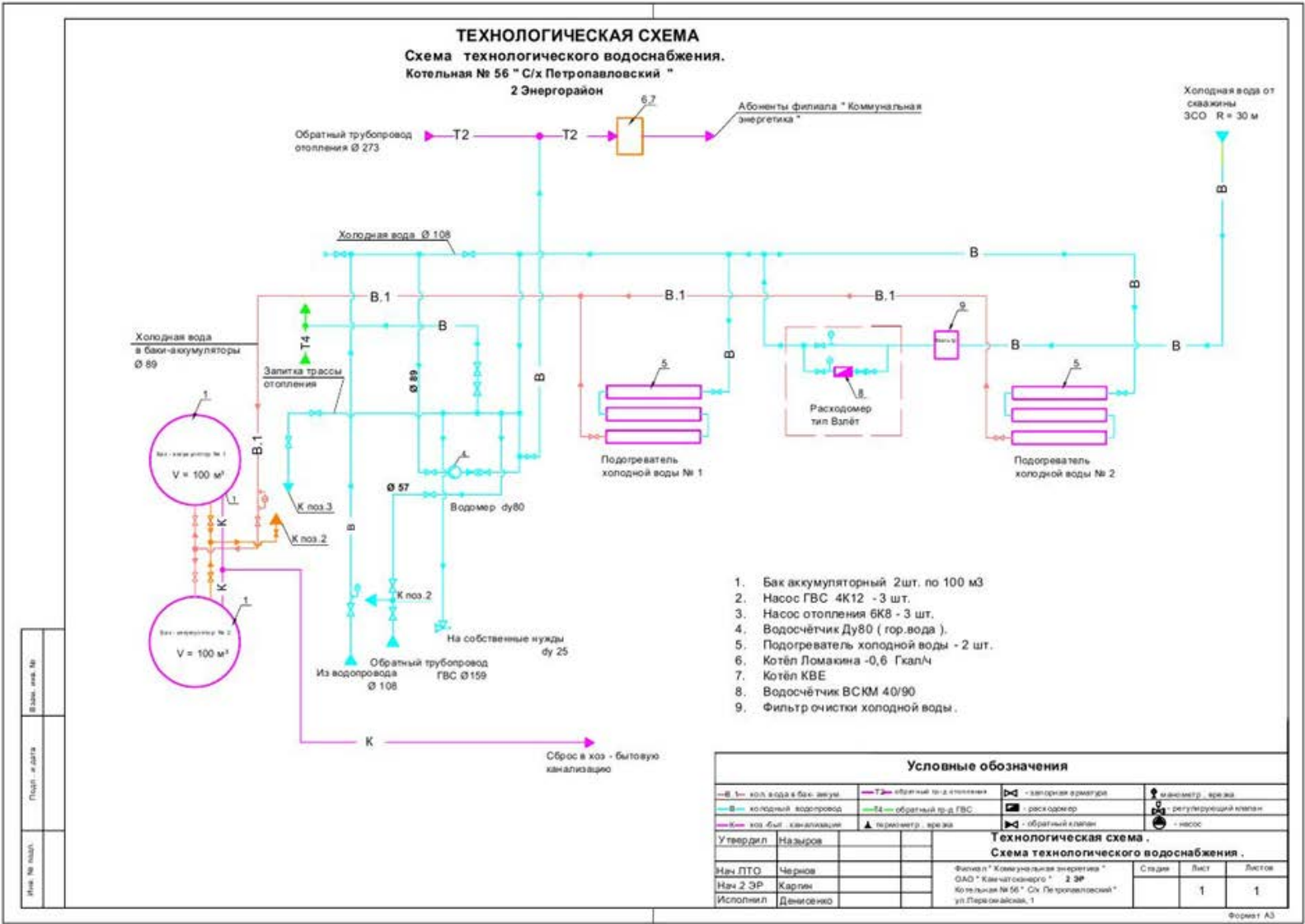


Рисунок 3.33. – Технологическая схема водоснабжения котельной №56 - "с/х Петропавловский"

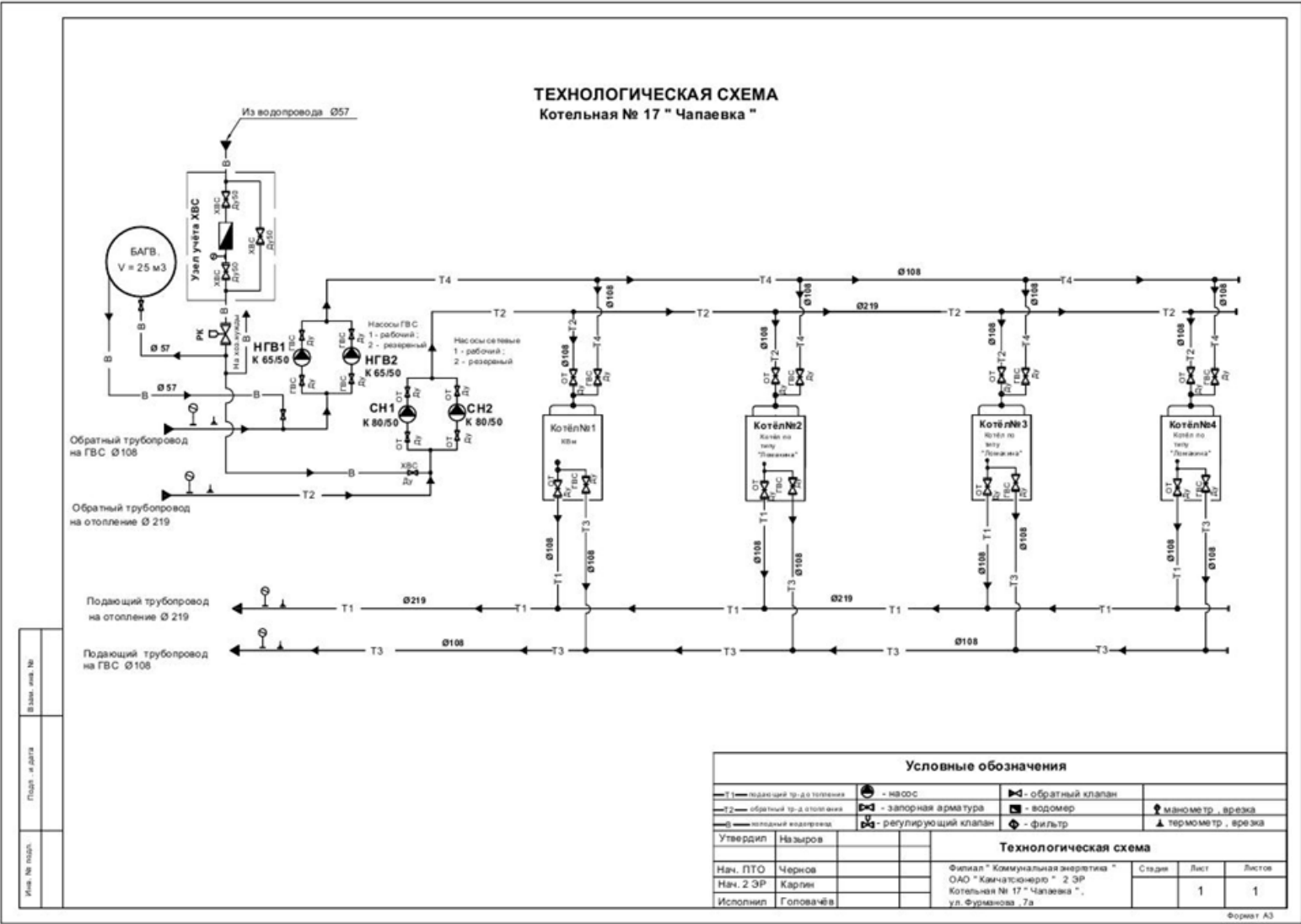


Рисунок 3.34. – Технологическая схема котельной №17 - "Чапаевка"

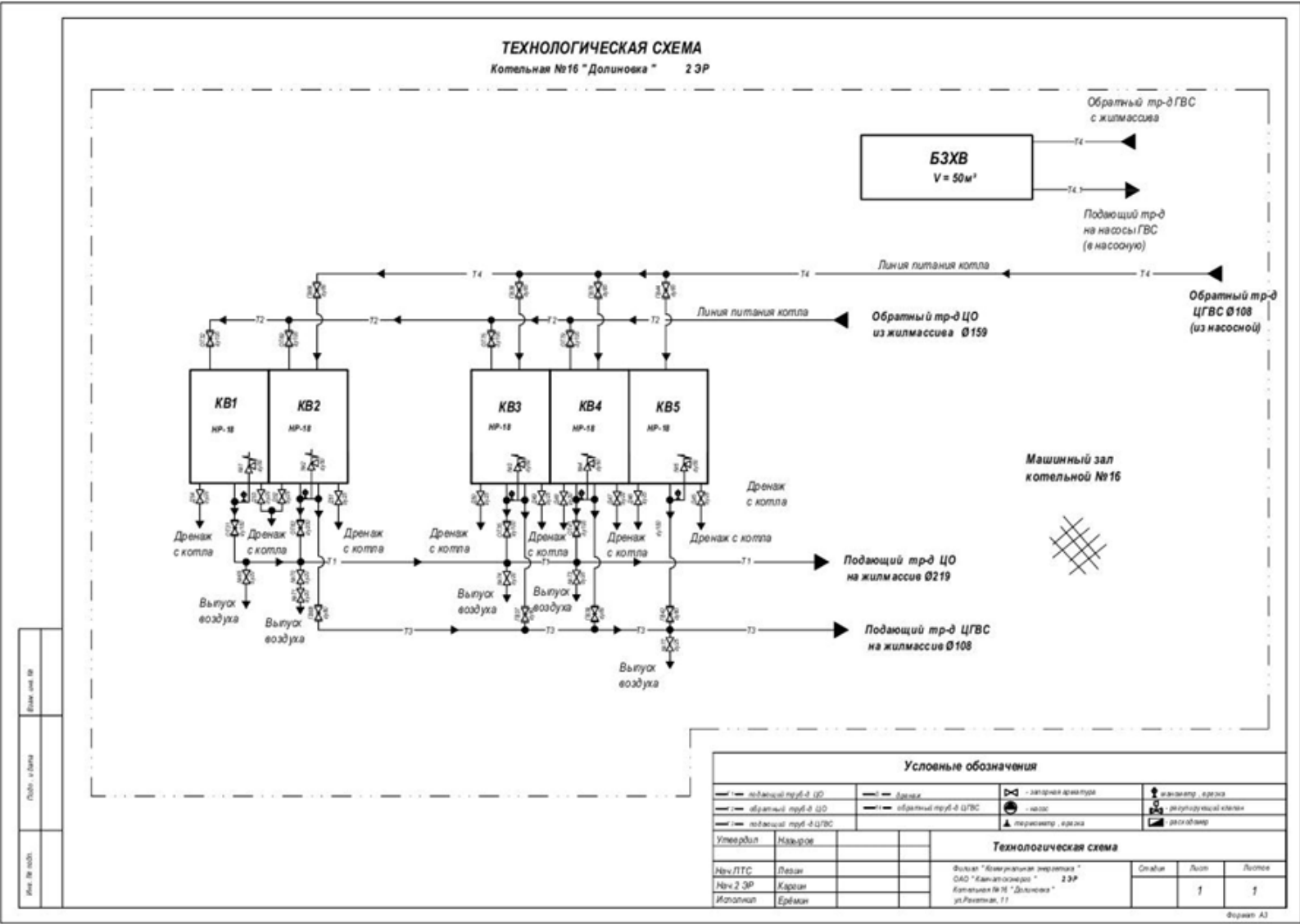


Рисунок 3.35. – Технологическая схема котельной №16 - "Долиновка"

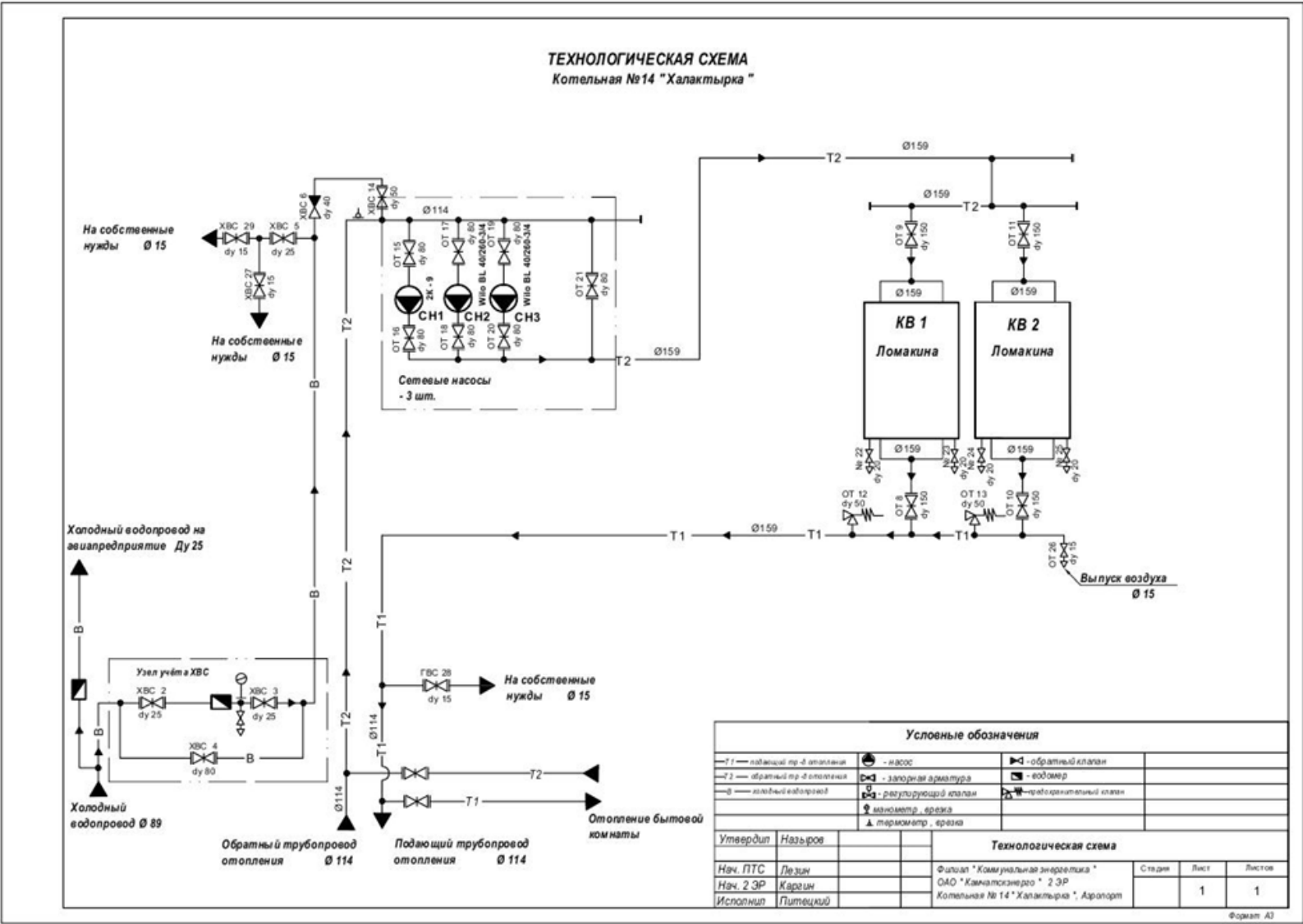


Рисунок 3.36. – Технологическая схема котельной №14 - "Халактырка"

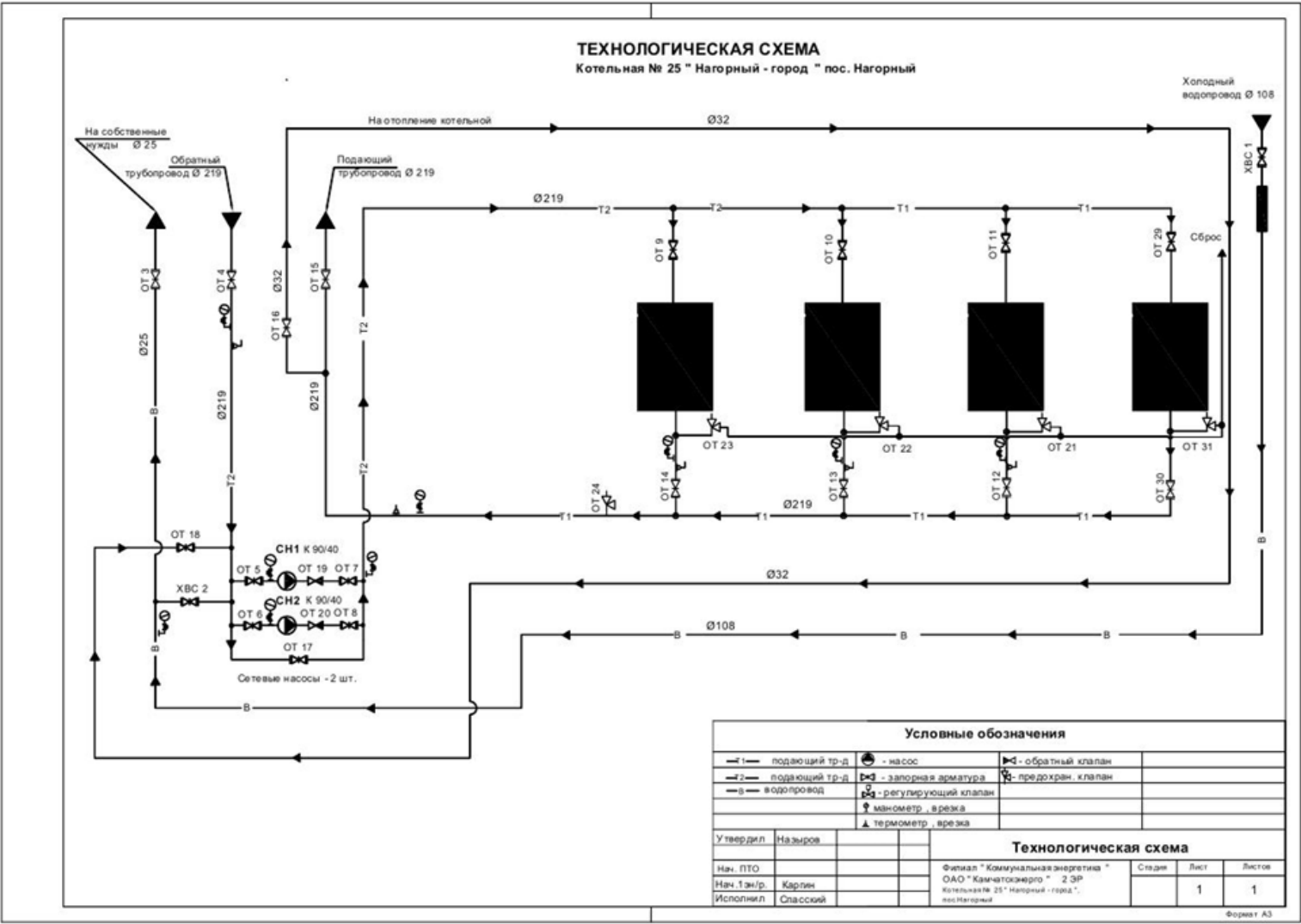


Рисунок 3.37. – Технологическая схема котельной №25 - "Нагорный"

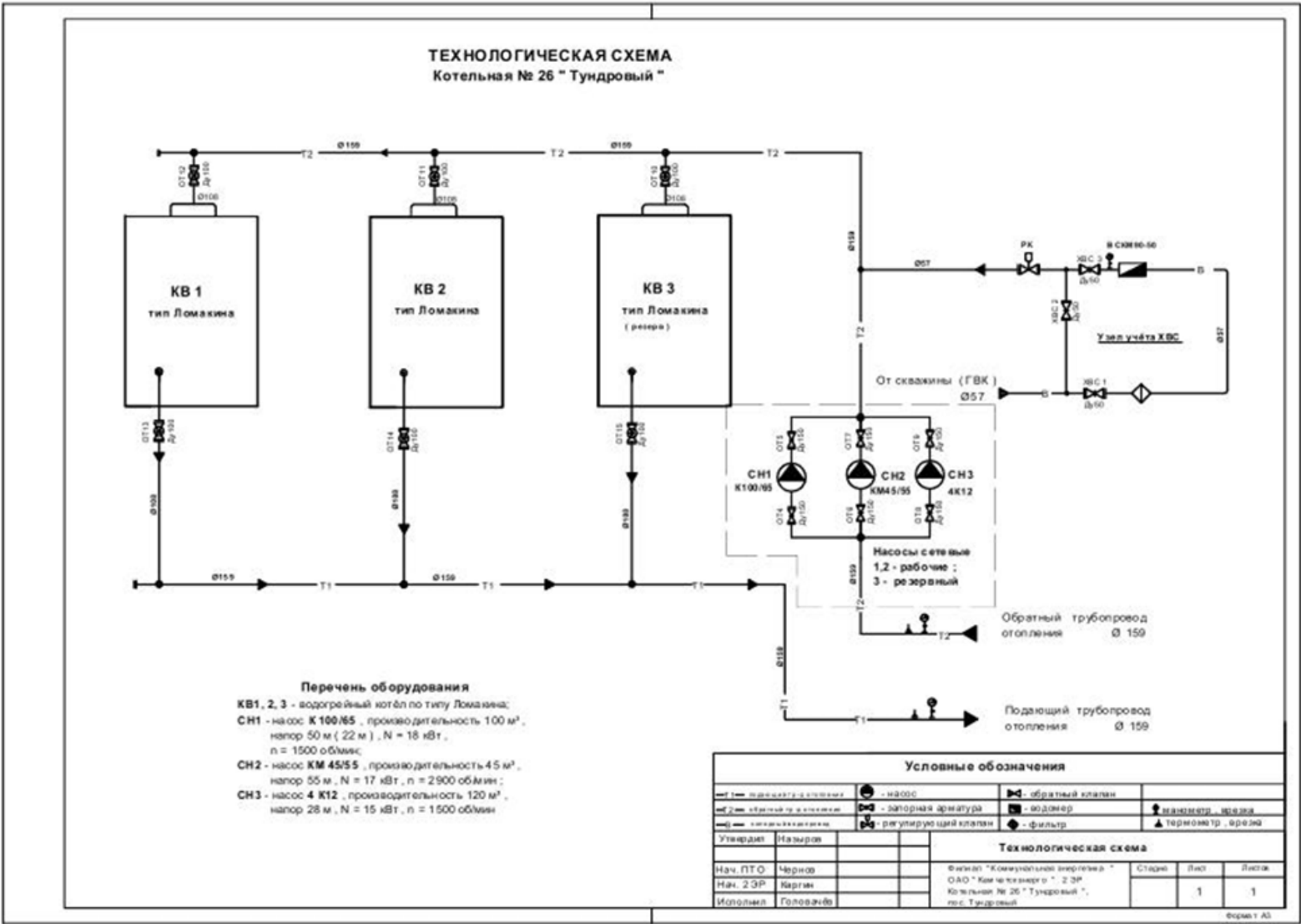


Рисунок 3.38. – Технологическая схема котельной №26 - "Тундровый"

3.2.3 Режим работы оборудования

Котельные работают в базовом режиме, обеспечивая тепловую нагрузку в ГВС и отоплении (вентиляции).

3.2.4 Отпуск тепловой энергии

Данные по отпуску тепловой энергии и расходу условного топлива от котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика» представлены в таблице 3.28.

Таблица 3.28. – Отпуск тепловой энергии, полезный отпуск тепловой энергии по котельным филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»

Котельные	Отпуск тепловой энергии	Отпуск тепловой энергии	Потери т/э	Потери т/э	Потери т/э на хоз. нужды	Потери т/э на хоз. нужды	Полезный отпуск	Полезный отпуск	УРУТ	УРУТ	Расход условного топлива		Расход натурального топлива	
	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	кг/Гкал	кг/Гкал	маз/уг/г	маз/уг/г	маз/уг/г	маз/уг/г
1 энергорайон, в т.ч.														
№ 50 - 101 квартал, мазут	32770,7	32451,7	8000,8	7893,8	561,9	544,4	24208,0	24013,5	192,1	197,6	6 295 899	6 413 024	4 529 424	4 571 400
№ 62 - 103 квартал, мазут	29707,9	27839,5	7453,8	7230,1	88,6	54,9	22165,5	20554,5	192,6	191,2	5 721 790	5 321 777	4 116 396	3 793 613
№ 52 -108 квартал, мазут	34776,1	33167,4	6460,6	6442,5	0,0	0,0	28315,5	26724,9	191,6	196,1	6 663 220	6 504 793	4 793 684	4 636 204
№ 40 - КМП, мазут	9861,0	9383,8	904,4	880,0	0,0	0,0	8956,6	8503,8	196,9	199,9	1 941 848	1 875 780	1 397 015	1 338 122
№ 44 - Ватутина, мазут	54145,2	49819,6	9388,7	9058,9	0,0	0,0	44756,5	40760,7	193,9	197,9	10 500 205	9 859 106	7 554 104	7 031 820
№ 43 - Чубарова, мазут	50463,5	48022,7	8669,6	8468,0	0,0	0,0	41793,9	39554,7	192,0	191,4	9 688 297	9 192 257	6 969 999	6 552 847
№ 37 - Психдиспансер, мазут	1845,4	1755,5	409,5	430,2	0,0	0,0	1435,9	1325,3	194,5	195,7	358 871	343 496	258 181	244 707
ИТОГО 1 энергорайон, мазут:	213569,8	202440,2	41287,4	40403,5	650,5	599,3	171631,9	161437,4	192,8	195,2	41 170 130	39 510 233	29 618 803	28 168 713
2 энергорайон, в т.ч.														
№13 - Октябрьская, уголь	280,2	299,0	14,7	13,9	0,0	0,0	265,5	285,1	249,1	249,1	75 004	91 137	105 642	121 300
№14 - Халактырка, уголь	839,2	801,6	216,5	211,1	0,0	0,0	622,7	590,5	246,9	246,9	224 171	225 221	315 734	305 508
№16 - Долиновка, уголь	6644,4	6805,3	1096,0	1084,5	0,0	0,0	5548,4	5720,8	229,3	229,3	1 645 034	1 729 683	2 316 945	2 359 360
№17 - Чапаевка, уголь	5215,7	5379,5	893,0	885,7	0,0	0,0	4322,7	4493,8	229,7	229,7	1 293 120	1 381 081	1 821 295	1 882 266
№ 26 - Тундровый, уголь	3348,7	3395,6	653,5	639,7	0,0	0,0	2695,2	2755,9	231,2	231,2	843 160	887 342	1 187 550	1 226 624
№25 - Нагорный, уголь	4179,8	3987,9	989,0	960,5	0,0	0,0	3190,8	3027,4	228,9	228,9	1 035 101	1 012 954	1 457 893	1 403 318
ИТОГО 2 энергорайон, уголь:	20508,0	20668,9	3862,7	3795,4	0,0	0,0	16645,3	16873,5	249,4	257,8	5 115 590	5 327 418	7 205 058	7 298 376
№45 - Владивостокская, мазут	8273,7	6781,7	1949,5	1881,7	0,0	0,0	6324,2	4900,0	195,3	206,9	1 616 078	1 403 229	1 162 647	1 000 977
№46 - Школа-18, мазут	6904,8	6750,8	938,2	914,1	0,0	0,0	5966,6	5836,7	197,2	199,3	1 361 902	1 345 722	979 783	959 708
№32 - Ленинградская, мазут	6091,1	5209,8	894,4	877,7	0,0	0,0	5196,7	4332,1	199,1	198,0	1 212 912	1 031 558	872 598	735 682
№12 - Сероглазка, мазут	52364,7	52860,6	9170,3	9259,1	0,0	0,0	43194,4	43601,5	193,3	201,5	10 123 301	10 651 659	7 282 951	7 590 424
№42 - Заозерная, мазут	8454,3	7854,1	2045,6	2040,7	0,0	0,0	6408,7	5813,4	197,4	206,3	1 669 150	1 620 434	1 200 827	1 154 832
№56 - Совхоз Петропавловский", мазут	11164,8	9995,1	1943,5	1907,4	0,0	0,0	9221,3	8087,7	196,1	196,4	2 189 571	1 962 739	1 575 230	1 399 118
№7 - Энергопоезд, мазут	8918,6	8238,3	1028,1	999,2	0,0	0,0	7890,5	7239,1	199,0	200,4	1 774 685	1 650 603	1 276 753	1 177 167
№18 - Завойко, мазут	41425,5	38821,2	8029,9	7928,1	0,0	0,0	33395,6	30893,1	192,8	198,4	7 985 698	7 702 763	5 745 105	5 489 983
№34 - Электрокотельная	1821,0	1664,2	136,4	132,0	0,0	0,0	1684,6	1532,2	0,0	0,0	0	0	0	0
ИТОГО 2 энергорайон, мазут: без элкот	143597,5	136511,6	25999,5	25808,0	0,0	0,0	117598,0	110703,6	194,5	200,5	27 933 297	27 368 707	20 095 894	19 507 891
ИТОГО 2 энергорайон: с эл кот	164105,5	157180,5	29862,2	29603,4	0,0	0,0	134243,3	127577,1	201,4	208,0	33 048 887	32 696 125	27 300 952	26 806 267
4 энергорайон, в т.ч.														
№ 1- мазут	0,0	172,6	0,0	13,3	0,0	0,0	0,0	159,3			0	41 440	0	29 436
№ 1- газ	77211,7	84982,3	14285,9	14182,0	2071,4	2214,3	60854,4	68586,0	177,4	177,4	14 795 000	15 474 277	13 104 516	12 822 512
№ 2 - КГТУ- мазут	4036,0	3622,0	855,8	831,9	0,0	0,0	3180,2	2790,1	186,1	186,1	812 034	772 376	584 197	550 801
№ 3- Моховая- мазут	57812,1	54343,5	11313,8	11289,6	184,1	76,1	46314,2	42977,8	179,5	179,5	11 131 391	10 456 262	8 008 196	7 451 890

Котельные	Отпуск тепловой энергии	Отпуск тепловой энергии	Потери т/э	Потери т/э	Потери т/э на хоз. нужды	Потери т/э на хоз. нужды	Полезный отпуск	Полезный отпуск	УРУТ	УРУТ	Расход условного топлива		Расход натурального топлива	
	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт	план	факт
	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	Гкал	кг/Гкал	кг/Гкал	маз/уг/г	маз/уг/г	маз/уг/г	маз/уг/г
№ 15 "Чавыча"- мазут	1178,5	1125,3	302,9	300,6	0,0	0,0	875,6	824,7	184,2	184,2	237 148	227 640	170 611	162 375
ИТОГО 4энергорайон, мазут:	63026,6	59263,4	12472,5	12435,4	184,1	76,1	50370,0	46751,9	193,3	194,0	12 180 573	11 497 718	8 763 004	8 194 502
ИТОГО 4энергорайон, газ:	77211,7	84982,3	14285,9	14182,0	2071,4	2214,3	60854,4	68586,0	177,4	177,4	14 795 000	15 474 277	13 104 516	12 822 512
№5 - Школа №37, уголь	472,8	489,4	50,9	49,4	0,0	0,0	421,9	440,0	239,8	239,8	123 269	127 321	173 620	146 288
№ 6 "Авача", уголь	6440,6	6638,5	1221,7	1195,0	0,0	0,0	5218,9	5443,5	231,4	231,4	1 597 140	1 654 539	2 249 495	1 921 392
ИТОГО 4 энергорайон, уголь:	6913,4	7127,9	1272,6	1244,4	0,0	0,0	5640,8	5883,5	248,9	250,0	1 720 409	1 781 860	2 423 115	2 067 680
ИТОГО 4 энергорайон: без газа	69940,0	66391,3	13745,1	13679,8	184,1	76,1	56010,8	52635,4	198,8	200,0	13 900 982	13 279 578	11 186 119	10 262 182
ИТОГО УГОЛЬ	27421,4	27796,8	5135,3	5039,8	0,0	0,0	22286,1	22757,0	249,3	255,8	6 835 999	7 109 278	9 628 173	9 366 056
ИТОГО МАЗУТ	420193,9	398215,2	79759,4	78646,9	834,6	675,4	339599,9	318892,9	193,4	196,8	81 284 000	78 376 658	58 477 701	55 871 106
ИТОГО ГАЗ	77211,7	84982,3	14285,9	14182,0	2071,4	2214,3	60854,4	68586,0	191,6	182,1	14 795 000	15 474 277	13 104 516	12 822 512
ИТОГО ПКГО с газом, с эл-ой:	526648,0	512658,5	99317,0	98000,7	2906,0	2889,7	424425,0	411768,1	196,1	197,6	102 914 999	100 960 213		

Как видно из таблицы 3.28., полезный отпуск от котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика» составляет 411,8 тыс. Гкал, в том числе:

- от угольных котельных – 22,8 тыс. Гкал;
- от мазутных котельных – 318,9 тыс. Гкал;
- от газовых котельных – 68,6 тыс. Гкал;
- от электрокотельных – 1,5 тыс. Гкал.

3.3 Котельные филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский»

3.3.1 Характеристика основного оборудования котельных

В таблице 3.29 представлена характеристика основного оборудования котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский», участвующих в теплоснабжении абонентов города Петропавловск-Камчатский.

Таблица 3.29. – Характеристика оборудования котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский»

Наименование котельной	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды		Тип котла	Год последней реконструкции или модернизации	Цель реконструкции и модернизации	Топливо (основное/ резервное)
					P, кгс/см ²	t, °C				
Котельная 8-56	Котел водогрейный	1996	0,32			115	Водогрейный			Уголь
	Цукас	1996	0,10			115	Водогрейный			
Котельная 27-18	Котел водогрейный	2004	0,54			115	Водогрейный			Уголь
	Универсал-6	1972	0,198	0,198	7	115	Водогрейный			
	Универсал-6	1972	0,198	0,198	7	115	Водогрейный			
Котельная 33-25	Е-1,0-0,9	1988	0,825			115	Водогрейный			Уголь
	Ломакина	1964	0,48			115	Водогрейный			
	КВМ-1,74	2011	1,5	1,5	6	115	Водогрейный			
Котельная 48-106	Котел водогрейный	2007	0,688			115	Водогрейный			Уголь
	Котел водогрейный	2007	0,42			115	Водогрейный			
Котельная 6-1	КВр -1,74К	2008	1,5	1,43	6	115	Водогрейный			Уголь
	КВр -1,74К	2009	1,5	1,43	6	115	Водогрейный			
	КВр -1,74К	2011	1,5	1,25	6	115	Водогрейный			
Котельная 18-43	Универсал-6	2011	0,301	0,309	7	115	Водогрейный			Уголь
	Универсал-6	1984	0,259	0,309	7	115	Водогрейный			
	Универсал-6	1984	0,259	0,309	7	115	Водогрейный			

Характеристики вспомогательного оборудования котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский» представлены в таблицах 3.30-3.35.

Таблица 3.30. – Перечень оборудования на котельной 8-56

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой	К 20/30	25 (32)	м3/час (м)	1984
	Насос сетевой	К 20/30	25 (32)	м3/час (м)	2012
Тягодутьевое	Дымосос	ДН 3,5	4300	м3/час	2011
	Дутьевой вентилятор	ВР 280/46			2011
	Золоуловитель	ЗУ 1-2	6750	м3/час	2011

Таблица 3.31. – Перечень оборудования на котельной 27-18

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой	К-80-50-200	50	м3/час	2003
	Насос сетевой	К-80-50-200	50	м	1972
	Насос сетевой	К-9			1972
	Насос сетевой	К-80-50-200	50	м3/час	1972

Таблица 3.32. – Перечень оборудования на котельной 33-25

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой	К 20/30	25 (32)	м3/час (м)	2000
	Насос сетевой	К 50/55	50	м3/час	2011
	Насос сетевой	К 50/55	55	м	2011
	Насос	К 80-50-200	50 (50)	м3/час (м)	2000
Тягодутьевое	Золоуловитель	ЦГ 2-6,0			2012
	Дутьевой вентилятор	ВЦ-14-46			2012
	Дутьевой вентилятор	ВД-4			1988
	Дымосос	ДН-9			2012
	Дутьевой вентилятор	ВЦ-14/46			2012
	Дымосос	ДН-6,3			1988

Таблица 3.33. – Перечень оборудования на котельной 48-106

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой	К 45/30			1990
	Насос сетевой	КМ			1990
Тягодутьевое	Золоулавитель	ЦГ-1-3,0			2012
	Дутьевой вентилятор	ВЦ-14-46			2012
	Дымосос	ДН-6,3			2012

Таблица 3.34. – Перечень оборудования на котельной 6-1

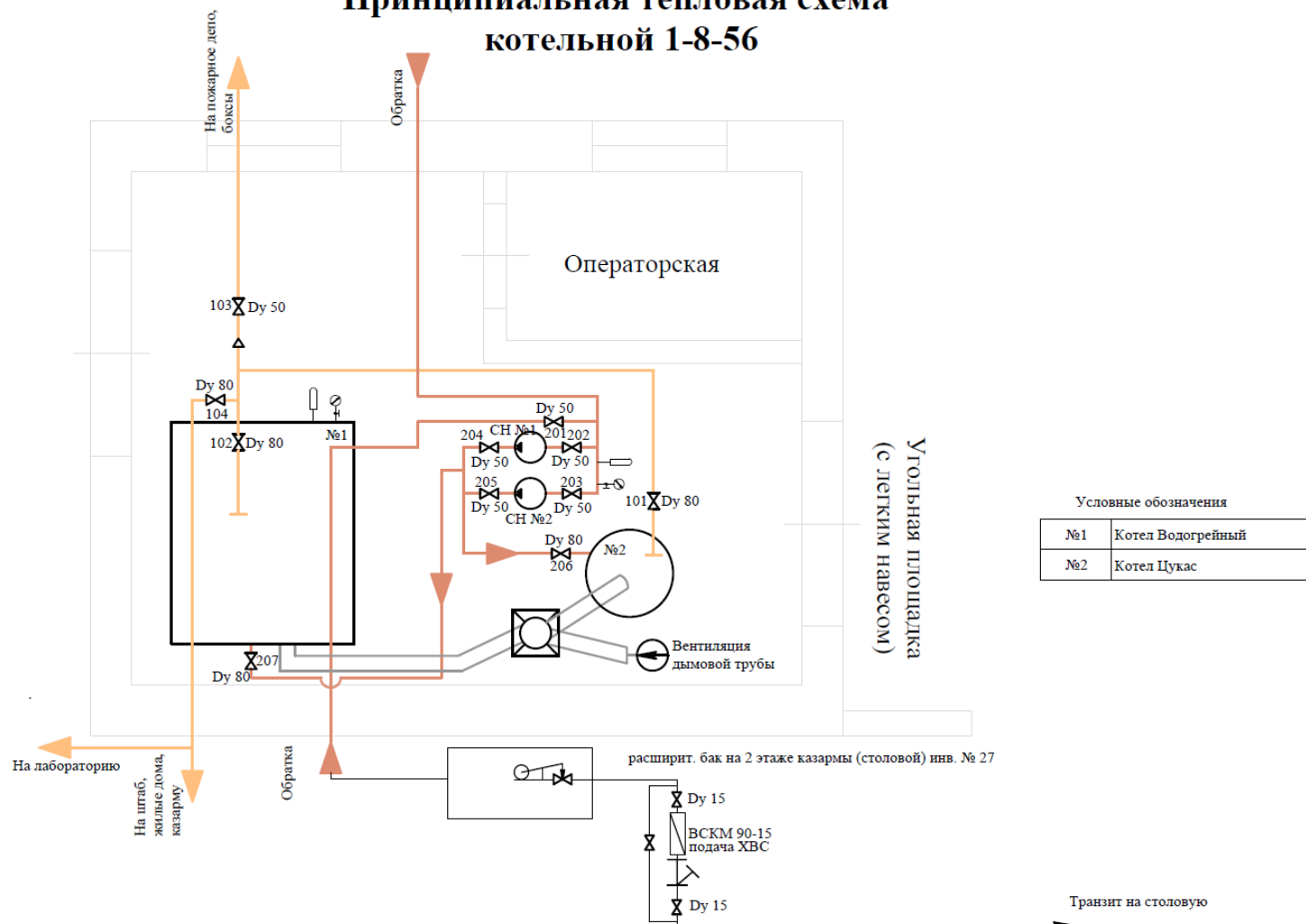
Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Сетевой системы ГВС	MVIE 1605/6			2010
	Сетевой системы отопления	willo BL			2008
	Сетевой системы отопления	КМ 100-85-200			2008
	Сетевой системы ГВС	КМ 80-50-200			2008
	Сетевой системы отопления	willo BL			2008
Экономайзеры		ЭД-1-18			2008
		ЭД-2-38			2009
		ЭД-2-38			2011
Тягодутьевое	Дутьевой вентилятор	ВЦ 14-46-2,5			2004
	Дутьевой вентилятор	ВЦ 14-46-2,5			2009
	Дутьевой вентилятор	ВЦ 14-46-2,5			2011
	Дымосос	ДН-9			2011
	Дымосос	ДН-8			2008
	Дымосос	ДН-8			2009

Таблица 3.35. – Перечень оборудования на котельной 18-43

Вид оборудования	Тип оборудования	Марка	Технические характеристики		Год ввода
Насосное	Насос сетевой	К20/30	25	м3/час	2014
	Насос сетевой	К20/30	32	м	2014
дополнительное оборудование	Дымосос	ДН 3,5			2011
	Дутьевой вентилятор	ВР 280/46			2011
	Дымосос	ЗУ 1-2			2011

3.3.2 Технологические схемы котельных

Технологические и принципиальные схемы котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский», участвующие в теплоснабжении абонентов города Петропавловск-Камчатский, представлены на рисунках с 3.39 по 3.44



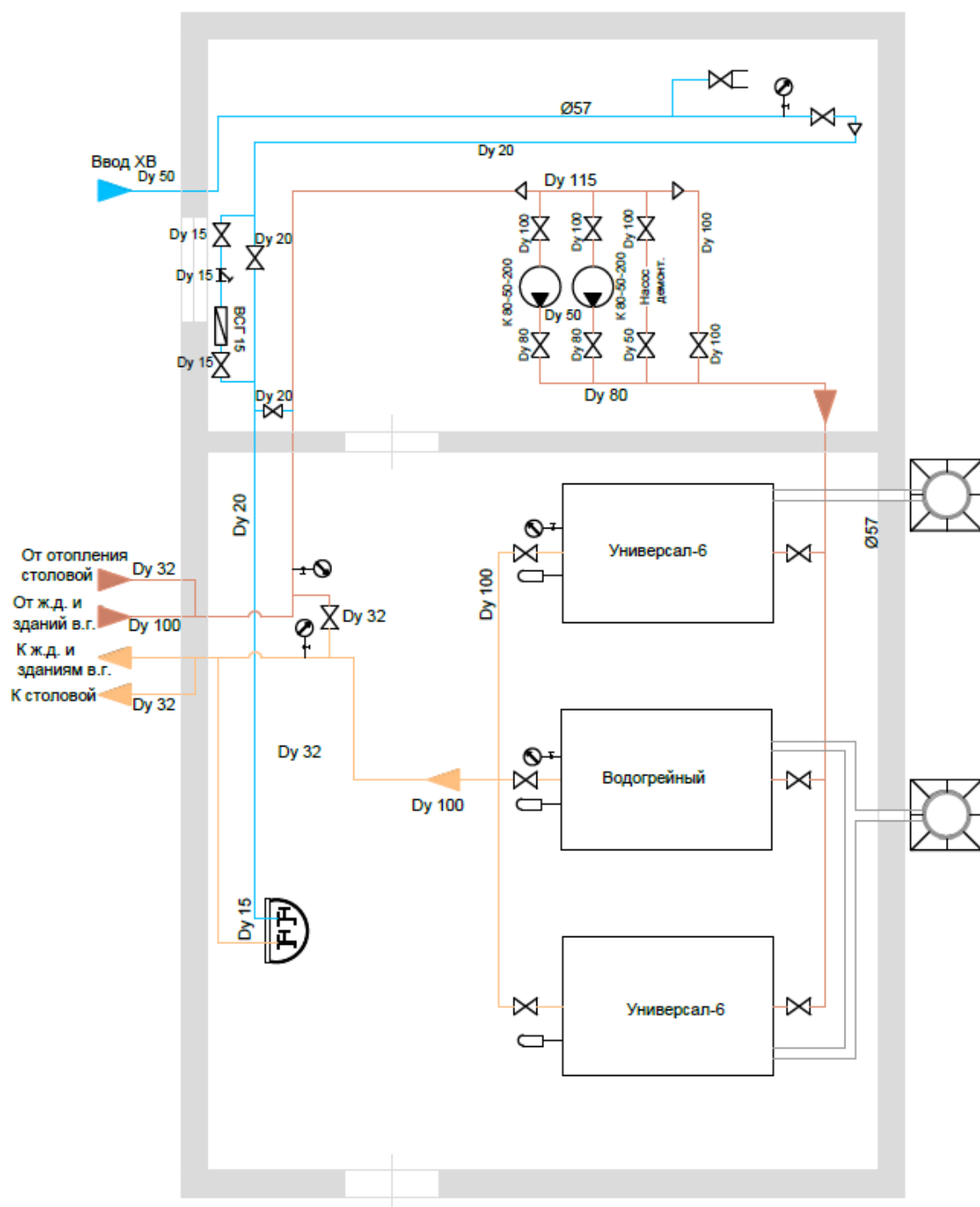


Рисунок 3.40. – Принципиальная тепловая схема котельной 27-18

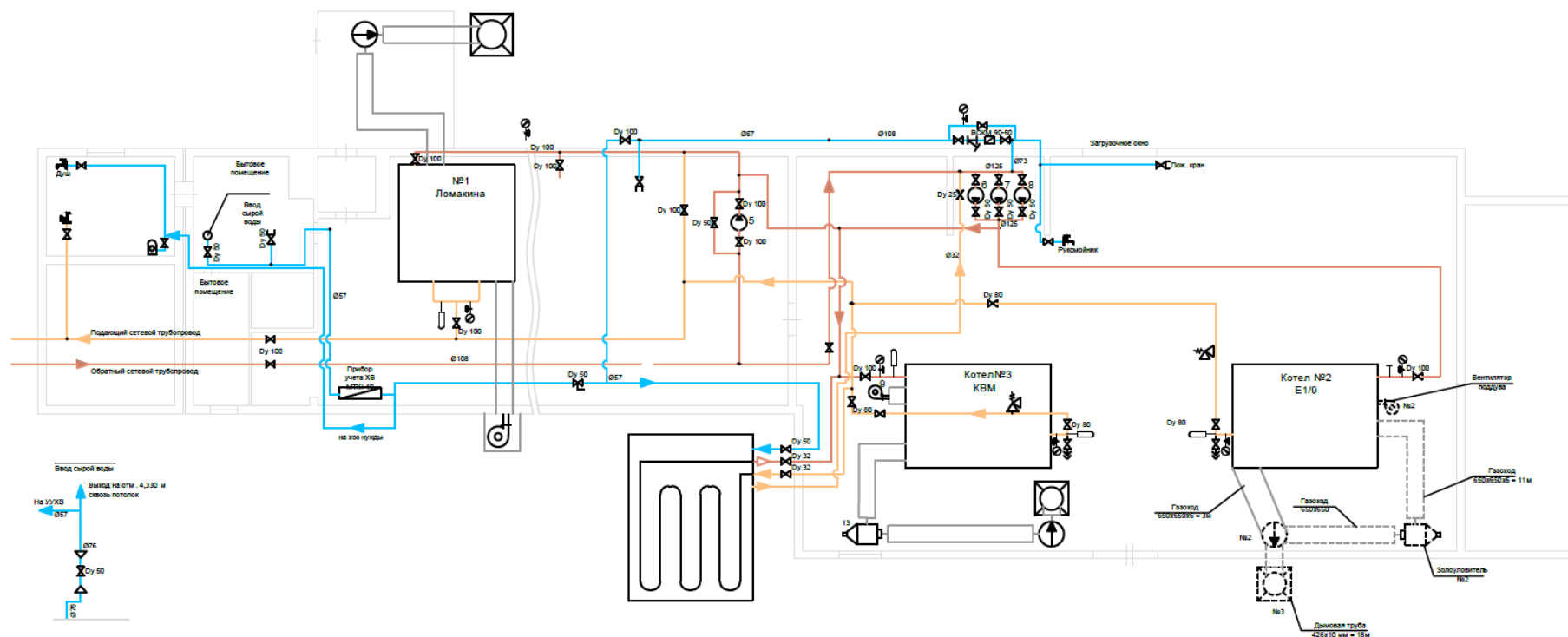


Рисунок 3.41. – Принципиальная тепловая схема котельной 33-25

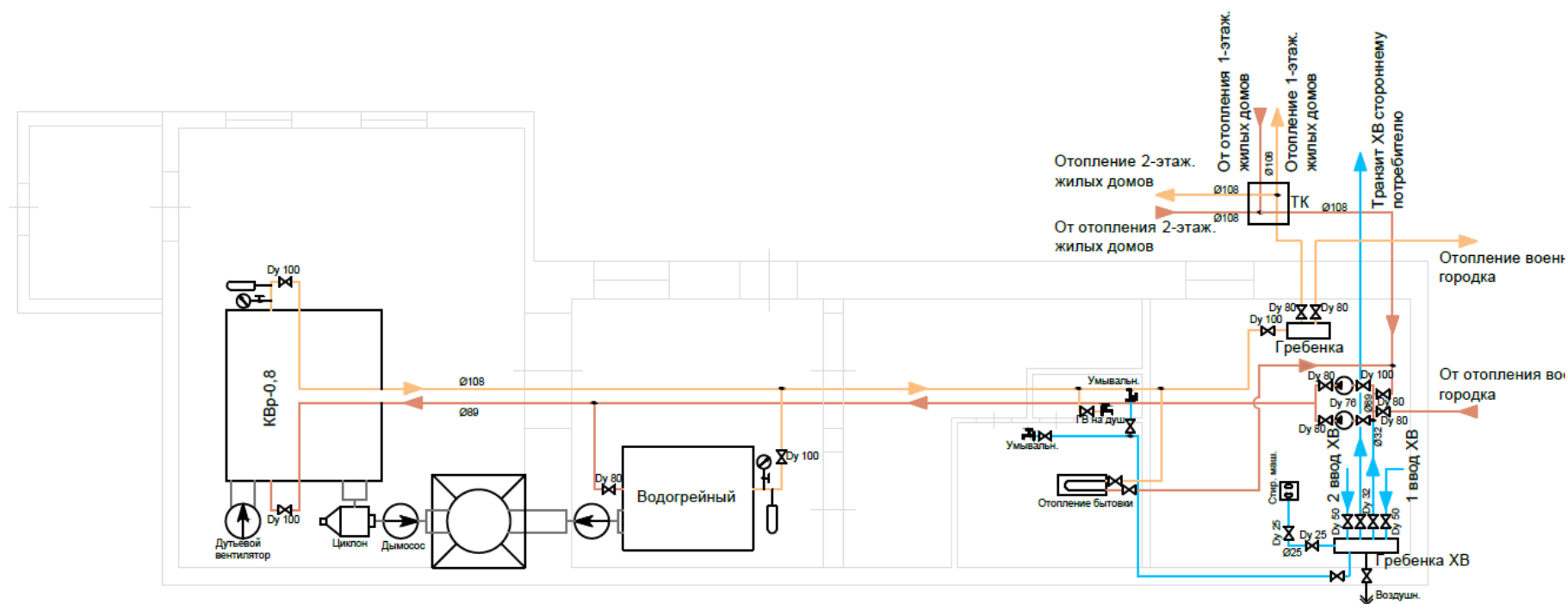


Рисунок 3.42. – Принципиальная тепловая схема котельной 48-106

Тепловая схема котельной 1-6-1

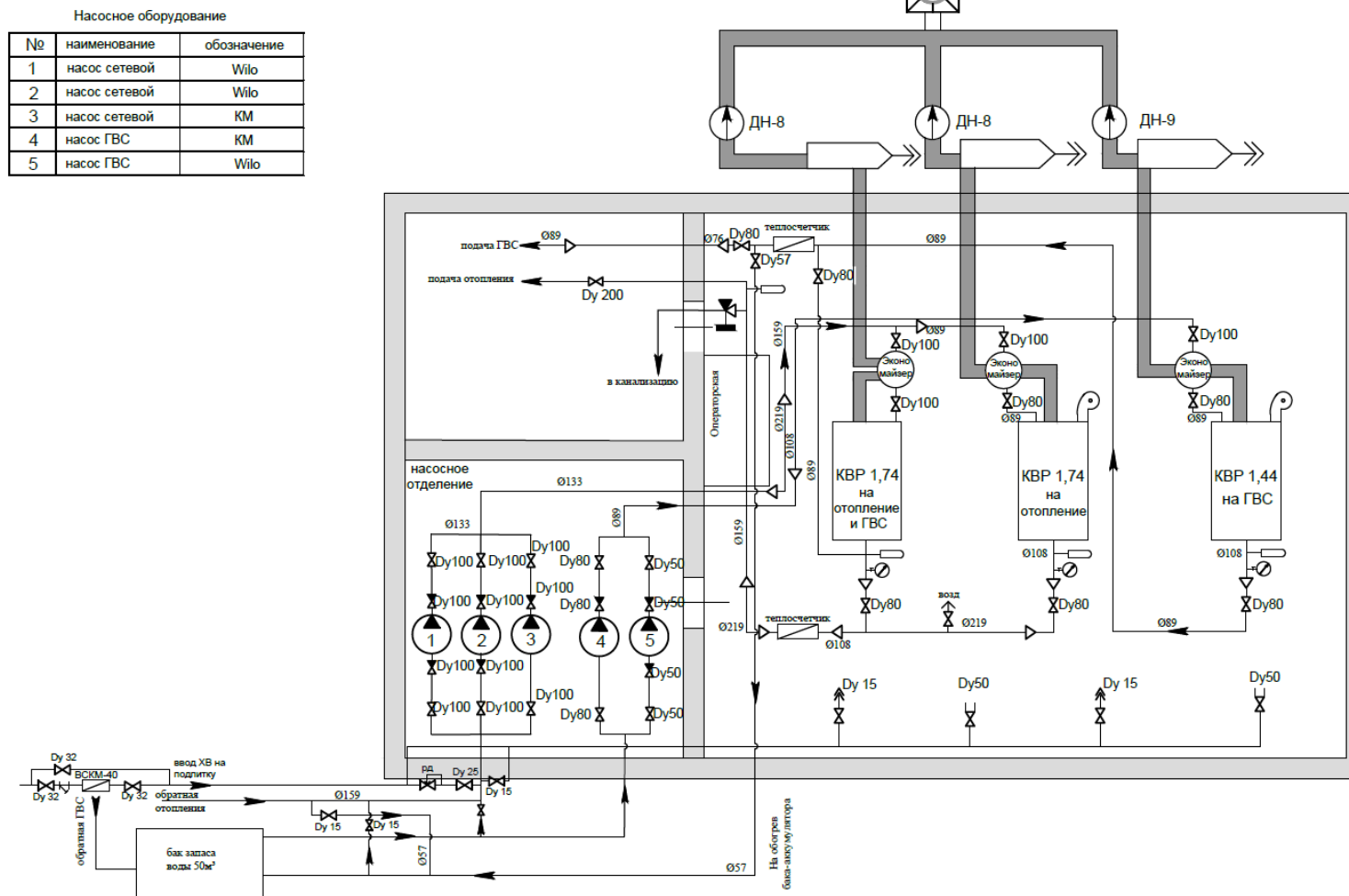


Рисунок 3.43. – Принципиальная тепловая схема котельной 6-1

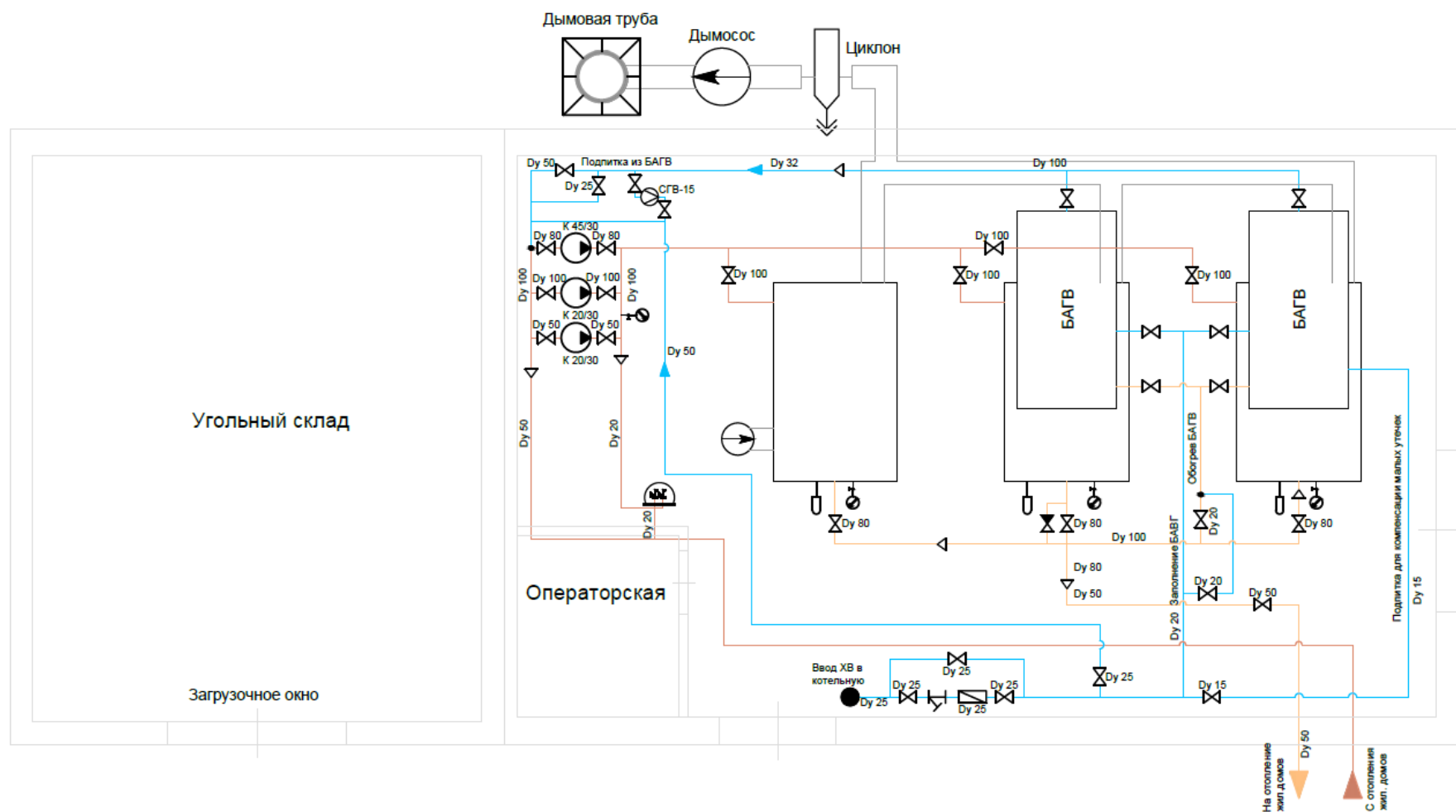


Рисунок 3.44. – Принципиальная тепловая схема котельной 18-43

3.3.3 Режим работы оборудования

Котельные работают в базовом режиме, обеспечивая тепловую нагрузку в ГВС и отоплении (вентиляции).

3.3.4 Отпуск тепловой энергии

Отпуск тепловой энергии, расход топлива и удельный расход условного топлива на котельных филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский», участвующих в теплоснабжении потребителей города Петропавловск-Камчатский, представлены в таблице 3.36.

Таблица 3.36. – Выработка, отпуск тепловой энергии, полезный отпуск тепловой энергии по котельным филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский»

№ п/п	Номер котельной	Гарнизон, населенный пункт, войсковая часть	Вид топлива	Расход топлива, тонн	УРУТ на отпуск, кг/Гкал	Выработка, Гкал	Хоз. нужды, Гкал	Отпуск, Гкал	Потери факт, Гкал	ВСЕГО полезный отпуск, Гкал
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1-18-43	Камчатский край, г. П-Камчатский, в/г №18, Котельная инв.№43, п. Верхняя Англичанка	уголь	173,9	304,5	551,6	106,3	445,3	38,0	407,3
2	1-27-18	Камчатский край, г. П-Камчатский, в/г №27, Котельная инв.№18, г. П-Камчатский	уголь	149,5	294,4	528,8	132,8	396,0	203,6	166,8
3	1-33-25	Камчатский край, г. П-Камчатский, в/г №33 "Радыгино", Котельная инв.№25, п. Радыгино	уголь	981,8	279,1	3180,6	436,4	2744,1	600,7	2143,5
4	1-48-106	Камчатский край, г. П-Камчатский, в/г №48 "Тундровый", Котельная инв.№106, п.Тундровый	Уголь	339,7	316,6	1001,4	164,6	836,8	150,6	686,2
5	1-1-147	Камчатский край, г. П-Камчатский, в/г №1, Котельная инв.№147, г. П-Камчатский	уголь	93,3	328,7	266,1	44,7	221,4	16,5	204,9
6	1-6-1	Камчатский край, г. П-Камчатский, в/г №6 "Новый", Котельная инв.№1, г. П-Камчатский	уголь	1714,4	220,6	7294,4	1233,4	6060,9	578,1	5482,9
Итого:				3452,5	322,5	12822,8	2118,3	10704,5	1587,4	9091,5

Как видно из таблицы 3.36., выработка тепловой энергии по котельным филиала ОАО «РЭУ» «Камчатский» составляет 12,8 тыс. Гкал, всего полезный отпуск составляет 9,1 тыс. Гкал.

3.4 Котельные МУП "УМиТ"

3.4.1 Характеристика основного оборудования котельной

В таблице 3.38 представлена характеристика основного оборудования котельных МУП "УМиТ", участвующих в теплоснабжении абонентов города Петропавловск-Камчатский.

Таблица 3.37. – Характеристика оборудования котельных МУП "УМит"

Наименование котельной	Тип (марка) котла, завод-изготовитель	Год ввода	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Располагаемая тепловая мощность, Гкал/ч	Параметры воды		Год последней реконструкции или модернизации	Цель реконструкции и модернизации	Топливо (осн/рез)
					P, кгс/ см ²	t, °C			
Дизельная котельная	OLB4000VD-R	2008	0,4	0,4	8	85	2014	Замена котлов	Дизельное топливо
	OLB4000VD-R	2008	0,4	0,4	8	85			
Электрокотельная №1	Logamax E213 60кВт	2014	0,1	0,1					Э/Э
Электрокотельная №2	Logamax E213 60кВт	2014	0,1	0,1					Э/Э

3.4.2 Технологические схемы котельных

Принципиальная схема электродкотельных №1 и №2 МУП "УМИТ" представлена на рисунке 3.45.

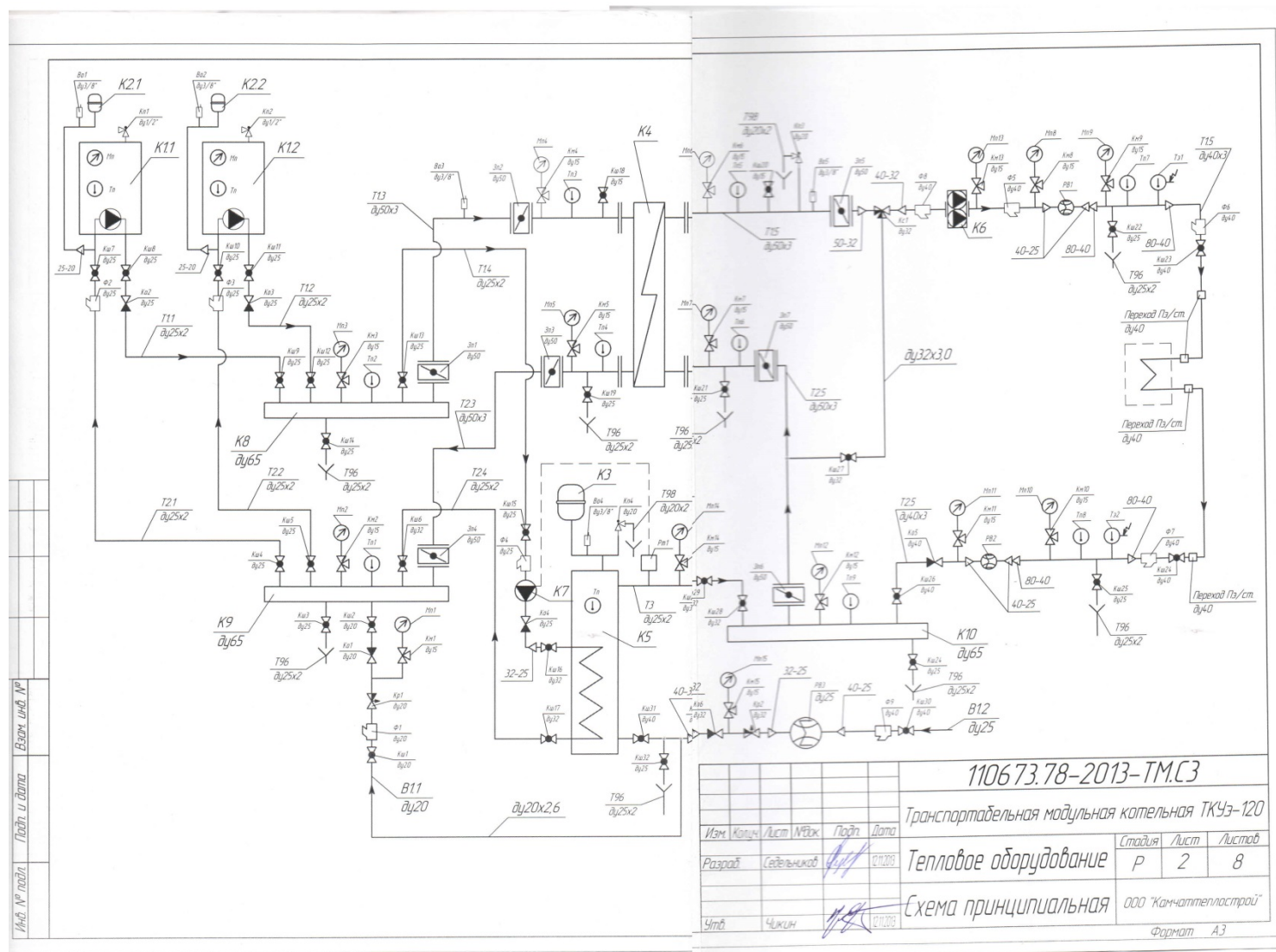


Рисунок 3.45. – Принципиальная схема электродкотельных МУП “УМИТ”

30401.OM-ПСТ.001.001.

3.4.3 Режим работы оборудования

Котельные работают в базовом режиме, обеспечивая тепловую нагрузку в ГВС и отоплении (вентиляции).

4 ОПИСАНИЕ ОБОРУДОВАНИЕ ВПУ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ. КАЧЕСТВО ИСХОДНОЙ, ПОДПИТОЧНОЙ И СЕТЕВОЙ ВОДЫ

4.1 Филиал ОАО «Камчатскэнерго» «Камчатские ТЭЦ»

Система подпитки теплосети станций предназначена для восполнения потерь сетевой воды и поддержания заданного давления в трубопроводе обратной теплосети города и в трубопроводе обратной теплосети собственных нужд станции. Температурный график городской теплосети принят 70/150 °С. Схема теплосети собственных нужд станции – открытая. Температурный график теплосети собственных нужд станции принят 75/105 °С. Подпитка теплосети должна производиться непрерывно, поддерживая необходимое давление на всасе сетевых насосов.

Качество подпиточной воды должно удовлетворять требованиям действующих нормативных документов. Наиболее полно современные требования к качеству сетевой и подпиточной воды централизованных систем теплоснабжения изложены в ПТЭ (Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации):

- в сетевой воде свободная угольная кислота должна отсутствовать;
- значение pH для открытых систем теплоснабжения - 8,3-9,0;
- закрытых - 8,3-9,5; содержание соединений железа - 0,3 или 0,5 мг/дм³ соответственно для открытых и закрытых систем; содержание растворенного кислорода - не более 20 мкг/дм³;
- количество взвешенных веществ - не более 5 мг/дм³;
- содержание нефтепродуктов соответственно 0,1 или 1,0 для открытых и закрытых систем теплоснабжения;
- по согласованию с санитарными органами содержание соединений железа в открытых системах теплоснабжения допускается 0,5 мг/дм³.

В аварийных случаях допускается подпитка теплосети технической водой с разрешения технического руководителя электростанции. Каждый случай подачи сырой воды в тепловую сеть должен отмечаться в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника её снабжения.

Потери сетевой воды с утечками на ТЭЦ-1 за год составляют 105,1 м³, на ТЭЦ-2 составляют 260,3 м³.

4.1.1 ТЭЦ-1

Исходной водой для подпитки теплосети является химочищенная вода, подаваемая насосами из бака химочищенной воды.

В состав ВПУ подпитки ТЭЦ-1 входят:

- подпиточные насосы типа 6НДС (ПНСГ-1), 4НДВ (ПНСГ-2), Д320 (ПНСГ-3);
- подогреватели сырой воды подпитки теплосети (ПСВ-1, 2);
- водо-водяной подогреватель (ВВП) подпитки теплосети;
- деаэраторы подпитки теплосети с колонкой типа ДСА-100 с баком-аккумулятором ёмкостью 35м³.

Подпитка теплосети ТЭЦ-1 осуществляется из деаэраторов подпитки теплосети подпиточными насосами (ПНСГ-1, 2, 3) через регулятор подпитки теплосети бойлерной № 1 на всас СН-1, 2, 3; через регулятор подпитки теплосети бойлерной № 2 на всас СН-4, 5, 6 или через регулятор подпитки бойлерной № 3 на всас СН-7, 8, 9.

В ВПУ подпитки тепловой сети ТЭЦ-1 входят два деаэратора ДСА-100. Деаэратор предназначен для деаэрации (освобождения) воды, поступающей на подпитку теплосети, от содержащихся в ней газов, способствующих возникновению коррозии (в основном кислорода), и для подогрева воды до температуры насыщения, соответствующей давлению в деаэраторе.

Схема подпитки теплосети ТЭЦ-1 представлена на рисунке 4.1.

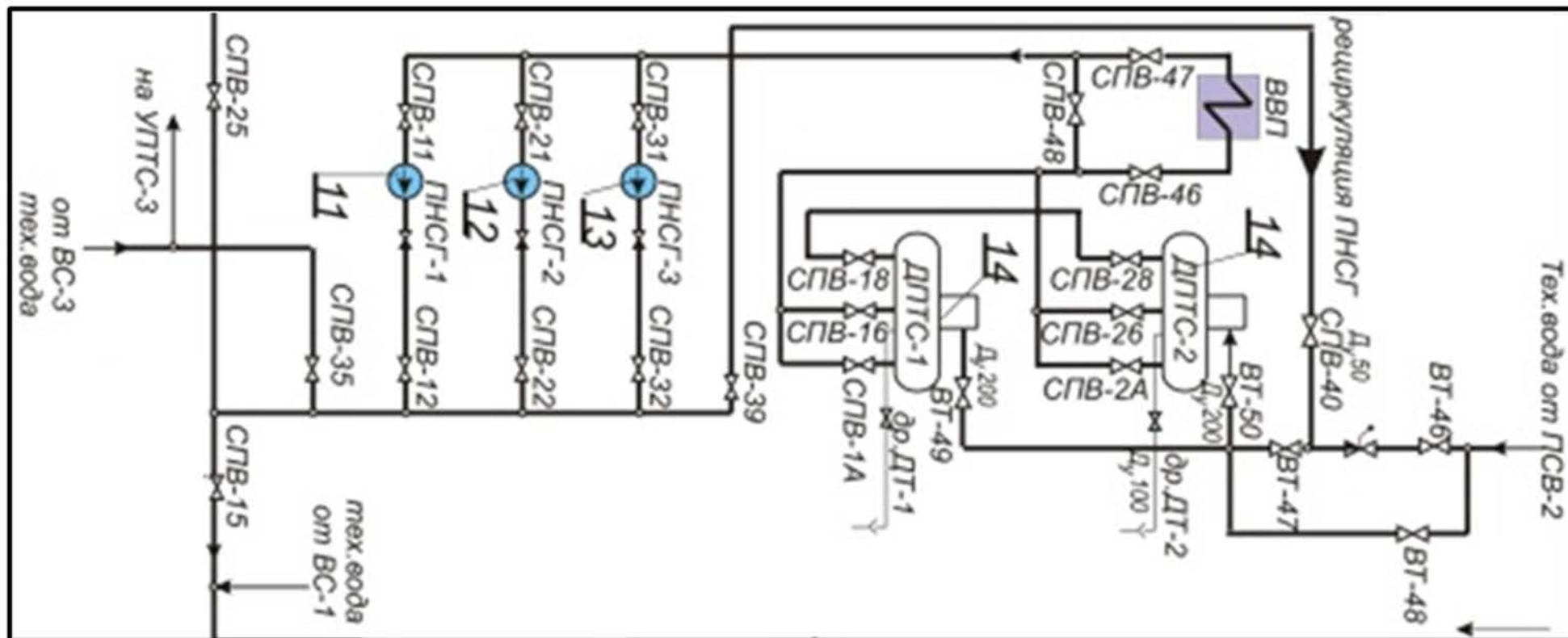


Рисунок 4.1. – Схема ВПУ подпитки теплосети ТЭЦ-1

Таблица 4.1. – Характеристика деаэраторов подпитки тепловой сети ТЭЦ-1

Колонка деаэратора – атмосферного типа	
Рабочее давление деаэратора	1,2 кгс/см ²
Рабочая температура (температура насыщения при P=1,2 кгс/см ²)	104 ⁰ С
Ёмкость аккумуляторного бака	35 м ³
Производительность колонки	100 м ³ /ч

Производительность установки химочищенной воды ТЭЦ-2 равна 85 т/ч.

Схема підпитки теплосети ТЭЦ-2 представлена на рисунке 4.2.

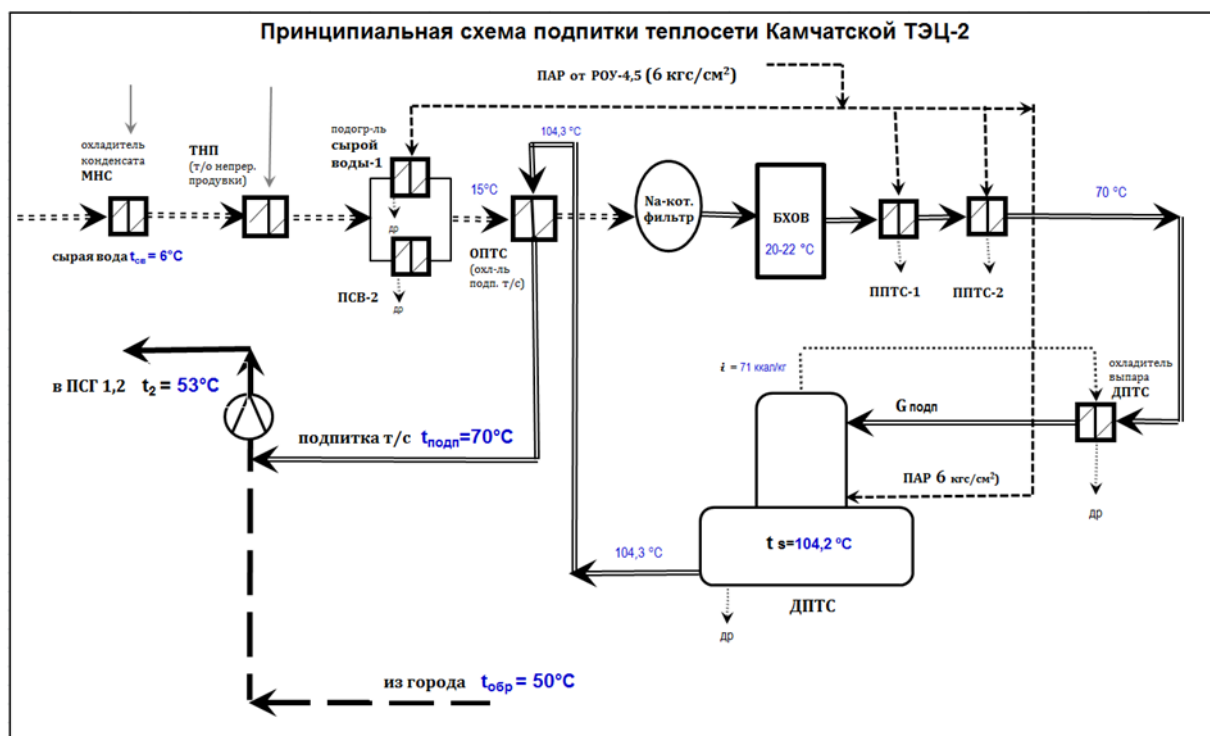


Рисунок 4.2. – Схема ВПУ подпитки теплосети ТЭЦ-2

Исходной водой для подпитки теплосети является химочищенная вода, подаваемая насосами из бака химочищенной воды. Три насоса химочищенной воды и бак размещены на территории химводоочистки (ХВО) химцеха. Насосы и бак обслуживает персонал химического цеха. Бак химочищенной воды пополняется за счет подачи на ХВО подогретой сырой воды от ручья “Дорожный”. Подача сырой воды на химводоочистку для подпитки теплосети

осуществляется насосами р. “Дорожный”, которые обслуживает персонал химического цеха. Из ДПТС деаэрированная подогретая до 104,25 0С химочищенная вода подается насосами подпитки теплосети НПТС – 1, 2, 3 в охладитель подпитки теплосети ОПТС, через автоматический регулятор подпитки ПТСН – 3р в обратный трубопровод теплосети собственных нужд станции. В охладителе подпитки теплосети ОПТС температура деаэрированной химочищенной воды снижается до 70 °С за счет нагрева сырой воды, подаваемой на ХВО химического цеха, до 22 – 28 0С. Пройдя ОПТС, химочищенная вода с температурой 70 0С через автоматический регулятор подпитки ПТ – 6р и задвижки ПТ-9а, ПТ-9б подается за расходомерную шайбу в трубопровод обратной теплосети города. При данной схеме подпитки теплосети города задвижки ПТ-9, ПТ-13 на резервных трубопроводах подпитки должны быть полностью закрыты и опломбированы.

В системе подпитки теплосети предусмотрена аварийная подпитка теплосети города технической водой из оз. Халактырского, которая подается аварийным насосом подпитки теплосети НПТС - 4 типа Д-320-70а. Данный насос используется как статический при останове теплосети.

В ВПУ подпитки тепловой сети ТЭЦ-2 входит один деаэратор ДСА-200. Деаэратор подпитки предназначен для деаэрации (освобождения) воды, поступающей на подпитку теплосети, от содержащихся в ней газов, способствующих возникновению коррозии (в основном кислорода), и для подогрева воды до температуры насыщения, соответствующей давлению в деаэраторе. Характеристики деаэратора ВПУ подпитки ТЭЦ-2 представлены в таблице

Таблица 4.2. – Характеристика деаэраторов подпитки тепловой сети ТЭЦ-2

Колонка деаэратора – атмосферного типа	
Рабочее давление деаэратора	1,2 кгс/см ²
Рабочая температура (температура насыщения при Р=1,2 кгс/см ²)	104 ⁰ С
Ёмкость аккумуляторного бака	35 м ³
Производительность колонки	200 м ³ /ч

4.2 Котельные филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»

4.2.1 Оборудование ВПУ

Оборудование водоподготовительных установок котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика» представлено в таблице 4.3

Таблица 4.3. – Оборудование ВПУ котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»

Котельная	Кол-во, шт.	Тип оборудования	Марка	Характеристики	Год установки
Котельная № 1 «11 км»	3	Пластинчатый теплообменник	NTI50SV/CDM-10/66	57л	
	2	Пластинчатый теплообменник	2NT50MV/CDS-16/32	8л	
	2	Пластинчатый теплообменник	NT50TH/CDS-16/32	3,15л	
	2	Пластинчатый теплообменник	HT104ML1 P97	70л	
	2	Насос питательный ХВО	Grundfos TP 40-660/2 A-F-A-BAOF	29м3/ч, 46,1м	2013
	1	Механический фильтр	AZUD HF 202/3 FX	10 кгс/см2, 2984 см2	
	2	Компрессор азрации	FASCO 24B1 CPN D301X		
	3	Фильтр обезжелезивания	E1M-17	20м3/ч	
	2	фильтр первой ступени	LM-17FM	10м3/ч	
	2	фильтр второй ступени	LM-12FM	7,3м3/ч	
	1	Автоматическая установка по сбору и возврату конденсата	ADCAMAT POP-S	5 кг/см2	
Котельная № 2 «КГТУ»	2	Экономайзер чугунный блочный № 1	ВЭ-П-16-П		2014
	1	Деаэратор	ДА-15		2014
	2	Фильтр ХВО (натрий-катионный)		15 м3/час, диаметр 750 мм, высота 3500 мм.	2014

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Котельная	Кол-во, шт.	Тип оборудования	Марка	Характеристики	Год установки
	1	Бак для раствора соли		диаметр 800 мм	2014
Котельная № 7 «Энергопоезд»	1	Экономайзер	ЭП-1; ЭП-2	111,00	
	1	Деаэратор	ДСА-50		
	2	Фильтр натрий-катионовый			
	1	Солерастворитель		д650мм	
	1	бак щелочения		1 м3	
	2	холодильник отбора проб пара			
	1	бак конденсатный		4 м3	
Котельная № 65 «Сероглазка»	1	Экономайзер №1	ЭБ-330 И	Поверхность нагрева 330,4 м3	2008
	1	Экономайзер №2	ЭБ1-330	Поверхность нагрева 330,4 м3	2013
	1	Экономайзер №3	ЭБ1-330	Поверхность нагрева 330,4 м3	1977
	1	Деаэратор	ДСА-50	Рабочий объём 50 м3	1977
	3	Фильтр ХВО (Натрий-катионитовый)		Рабочий объём 4,5 м3	1977
Котельная № 43 «Чубарова»	1	Экономайзер №1	ЭБ1-330		2013
	1	Экономайзер №2	ЭП1-330		1974
	1	Экономайзер №3	ЭБ1-808И		1975
	4	Пароводяной подогреватель	(05 ОСТ) ПП-1-53-7-(4)	поверхность нагрева 53,9 м2	1979
	8	Водоводяной подогреватель	120СТ 34-558-68	поверхность нагрева 20,3 м2	1979
	1	Деаэратор	ДСА-50	50 т/ч	1974
	1	Бак запаса холодной воды		500м3	2012
	1	Фильтр ХВО №1	Натрий-катионины й	10 т/час, ø1000 мм	1975
	1	Фильтр ХВО №2	Натрий-катионины й	10 т/час, ø1000 мм	1975
	1	Фильтр ХВО №3	Натрий-катионины й	20 т/час, ø1500 мм	1975

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Котельная	Кол-во, шт.	Тип оборудования	Марка	Характеристики	Год установки
	1	Насос ХВО	К 20/30	20 м3/ч	1975
	1	Насос ХВО	ПН 1,6/16	1,6 м3/ч	1975
Котельная №46 «Школа-18»	2	Экономайзер		8 секций	2013
Котельная № 50 «101 Квартал»	1	Экономайзер №1	ЭБ-2-142И	142м2	1990
	1	Экономайзер №2	ЭБ-2-142И	142м2	2007
	1	Экономайзер №3	ЭБ-2-142И	142м2	2010
	1	Экономайзер №4	ЭБ-2 142и	142м2	1999
	1	Деаэратор	ДСА-25	25т/ч	1973
	1	Фильтр ХВО	ХВ-010-4	20м3/ч	1973
	1	Солерастворитель	К-188810/С		1973
Котельная № 52 «108 Квартал»	1	Экономайзер №1	ЭБ2-142		2008
	1	Экономайзер №2	ЭБ2-142		2008
	1	Экономайзер №3	ЭБ2-142		2007
	1	Экономайзер №4	ЭБ2-142		1972
	2	Пароводяной подогреватель ОТОПЛЕНИЕ	(05 ОСТ) ПП-1-53-7-(4)	поверхность нагрева 53,9 м2	1972
	2	Пароводяной подогреватель ГВС	(04 ОСТ) ПП-1-32-7-(4)	поверхность нагрева 32 м2	1972
	4	Водоводяной подогреватель	ССРВВ-12	поверхность нагрева 20,3 м2	2012
	1	Деаэратор	ДСА-25	25 т/ч	1972
	1	Бак запаса холодной воды №1		100м3	2009
	1	Бак запаса холодной воды №2		100м3	2012
	2	Насос ХВО	КМ-45/30	Q=45 м3/ч	1972
	1	Солерастворитель	К-188810/С		1972
	4	Фильтр ХВО	ХВ-040-1	20 м3/ч	1972
Котельная № 56 «с/х Петропавловский»	2	Бак запаса холодной воды		100м3	2013

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПЕТРОПАВЛОВСК-КАМЧАТСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА ДО 2030 ГОДА. (АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2016 ГОД). ГЛАВА 1. СУЩЕСТВУЮЩЕЕ СОСТОЯНИЕ В СФЕРЕ ПРОИЗВОДСТВА, ПЕРЕДАЧИ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ПРИЛОЖЕНИЕ 1.

Котельная	Кол-во, шт.	Тип оборудования	Марка	Характеристики	Год установки
	1	скважина со станцией управления "Высота"		глубина 60 м	
Котельная № 62 «103 квартал»	1	БЗХВ № 1			2012
	1	БЗХВ №2			2009

4.2.2 Общие сведения о системе ХВО на котельных

Техническое водоснабжение для приготовления подпиточной воды тепловой сети, собственных производственных и хозяйственных нужд на котельных осуществляется от городской водопроводной сети. В настоящее время на котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика» для восполнения потерь воды подготовка питательной воды производится по технологической схеме: одно или двухступенчатое натрий-катионирование (умягчение), далее вода поступает на теплообменник предварительного подогрева, а затем в деаэратор атмосферного типа.

По ионному составу городская водопроводная вода имеет незначительные колебания в течение года. Основные показатели качества водопроводной воды представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4. – Качество городской водопроводной воды

Показатель качества	Единицы измерения	Количество
Жесткость общая	мг-экв/дм ³	0,9-0,11
Щелочность (Ж _{карб})	мг-экв/дм ³	0,9-1,0
Железо Fe ²⁺	мг/дм ³	менее 0,05
Содержание взвешенных веществ	мг/дм ³	менее 3
рН	-	7

В таблице 4.5 представлены характеристики и балансы водоподготовительных установок питательной воды котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика».

Таблица 4.5. – Характеристики и балансы водоподготовительных установок котельных филиала ОАО «Камчатскэнерго» «Коммунальная энергетика»

Наименование котельной	Схема обработки воды (фильтры/количество/диаметр)	Номинальная производительность ВПУ, м ³ /ч	Водопотребление за декабрь 2014-го, м ³	Среднечасовая подпитка в эксплуатационном режиме, м ³ /ч	Резерв(+)/Дефицит(-) производительности ВПУ, м ³ /ч
Котельная № 1 «11 км»	На-катионитовые фильтры I ступени (2/1500), II ступени (2/1500)	14,6	3676	4,94	9,66
Котельная № 2 «КГТУ»	На-катионитовые фильтры I ступени (1/800), II ступени (1/800)	7	916	1,23	5,77
Котельная № 3 «Моховая»	На-катионитовые фильтры I ступени (2/1500), II ступени (1/1500)	25	1926	2,59	22,41
Котельная «Завойко»	На-катионитовые фильтры I ступени (2/1500), II ступени (2/1500)	25	3623	4,87	20,13
Котельная № 43 «Чубарова»	На-катионитовые фильтры I ступени (1/1000), II ступени (1/1000, 1/1500)	50	16593	22,3	27,7
Котельная № 50 «101 Квартал»	На-катионитовые фильтры I ступени (2/800)	25	18103	24,33	0,67
Котельная № 65 «Сероглазка»	На-катионитовые фильтры I ступени (2/1500, 1/1000)	59	13840	18,6	40,4
Котельная № 44 «Ватутина»	На-катионитовые фильтры I ступени (2/1500), II ступени (2/1500)	100*	22392	30,1	69,9
Котельная № 52 «108 Квартал»	На-катионитовые фильтры I ступени (2/800), II ступени (2/800)	25	14060	18,9	6,1

Наименование котельной	Схема обработки воды (фильтры/количество/диаметр)	Номинальная производительность ВПУ, м ³ /ч	Водопотребление за декабрь 2014-го, м ³	Среднечасовая подпитка в эксплуатационном режиме, м ³ /ч	Резерв(+)/Дефицит(-) производительности ВПУ, м ³ /ч
Котельная № 45 «Владивостокская»	Na – катионирование (ХВ-040-1 2/1000)	20	4120	5,54	14,46
Котельная № 7 «Энергопоезд»	Na – катионирование (ХВ-040-1 2/1000)	22	3388	4,55	17,45

Из таблицы 4.5 видно, что на всех котельных есть резерв производительности ВПУ.

На прочих котельных ВПУ отсутствует, либо данные не были предоставлены в необходимом объеме.