

**ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«МОСКОВСКАЯ ОБЪЕДИНЕННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ»**

Приложение
к письму ПАО «МОЭК»
от 16.08.2021 № АП/07-12479/21

**ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ
на автоматизированную систему управления технологическими процессами
тепловых пунктов ПАО «МОЭК»**

Москва, 2021

Содержание

1.	Общие сведения	3
1.1.	Полное наименование системы.....	3
1.2.	Условное обозначение подсистемы.....	3
1.3.	Плановые сроки начала и окончания работ по созданию системы.....	3
1.4.	Порядок оформления и предъявления Заказчику результатов работы.....	3
2.	Область применения, назначение и цель создания АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК».....	3
2.1.	Область применения	3
2.2.	Назначение системы.....	3
2.3.	Цель создания	3
3.	Характеристики объекта автоматизации	4
4.	Требования к разработке рабочей документации.....	4
5.	Требования к системе	4
5.1.	Требования к математическому обеспечению	4
5.2.	Требования к техническому обеспечению.....	5
5.3.	Требования к функциям, выполняемым системой.....	6
5.4.	Требования к интеграции в систему диспетчеризации	9
5.5.	Требования к сбору и передаче данных АСУ ТП ТП в систему диспетчеризации....	9
5.6.	Требования к каналам связи передачи данных	13
5.7.	Требования к программному обеспечению системы диспетчеризации	13
5.8.	Требования к контроллеру по стойкости к внешним воздействующим факторам	14
5.9.	Требования к надёжности контроллера	15
5.10.	Требования к метрологическому обеспечению ПТК.....	15
5.11.	Требования к измерительным приборам.....	15
5.12.	Требования к прочему оборудованию.....	15
5.13.	Требования к информационной безопасности	16
6.	Условия эксплуатации системы	17
7.	Требования к производству пуско-наладочных работ	18
8.	Требования к ЗИП.....	18
9.	Требования к обучению персонала	18
10.	Требования к документированию	18
10.1.	Объём конструкторской документации	18
10.2.	Объём передаваемой документации (в т.ч. п.10.1)	19
11.	Гарантийные обязательства	19
12.	Приложения.....	20

1. Общие сведения

1.1. Полное наименование системы

Автоматизированная система управления и диспетчеризации инженерных сооружений теплоэнергетического комплекса ПАО «МОЭК» – Автоматизированная система управления технологическими процессами тепловых пунктов ПАО «МОЭК» (далее – АСУ ТП ТП).

1.2. Условное обозначение подсистемы

АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК».

1.3. Плановые сроки начала и окончания работ по созданию системы

1.3.1. Начало и окончание разработки определяются договорами соответствующих подрядчиков.

1.4. Порядок оформления и предъявления Заказчику результатов работы

1.4.1. Результатами работы являются:

- Комплект рабочей документации АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК».
- Комплект эксплуатационной документации.
- Смонтированная и сданная в эксплуатацию АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК».

1.4.2. Настоящий документ содержит необходимые исходные данные для разработки комплекта рабочей документации АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК».

2. Область применения, назначение и цель создания АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК»

2.1. Область применения

Область применения АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК»: центральные тепловые пункты, индивидуальные тепловые пункты жилых, общественных и производственных зданий.

2.2. Назначение системы

АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК» должна обеспечивать измерение, контроль, управление, диагностику и передачу следующих технологических процессов систем тепло- и водоснабжения тепловых пунктов:

- управление отпуском тепла на системы отопления и вентиляции (водяные и воздушные);
- управление системой вентиляции помещения ТП;
- управление системой подпитки отопления;
- управление водоснабжением (ГВС и ХВС);
- управление перепадом давления на вводе в ТП;
- управление насосными станциями с ЧРП в режиме «внешнее управление»;
- управление системой дренажа (при отсутствии собственной системы управления);
- управление пожарными насосами;
- дискретно-непрерывное измерение значений параметров тепловодоснабжения, состояния технологического оборудования, обработки, накопления и передача полученных сведений в систему диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК» – АС «Диспетчеризация»;
- формирование и передача экстренной информации (событий) в систему диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК», в случае их возникновения;

2.3. Цель создания

Цели создания АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК»:

- повышение общего уровня и качества услуг, предоставляемых потребителям;
- снижение расходов на эксплуатацию центральных тепловых пунктов;
- снижение затрат на транспортировку ресурсов потребителю;
- снижение тепловых потерь.

Указанные цели достигаются за счёт:

- поддержания расчётных значений параметров систем тепло- и водоснабжения в течение всего периода эксплуатации;
- обеспечения оптимального режима работы оборудования;
- организации оперативного контроля за режимами тепловодоснабжения;

- организации оперативного контроля, с возможностью удалённого управления, за работой оборудования;
- внедрение энергоэффективных технологий в технологические процессы;

3. Характеристики объекта автоматизации

Тепловой пункт (ТП) представляет собой комплекс технологического оборудования, размещённого в отдельном помещении (отдельно стоящем, встроенном в здание, пристроенным к зданию).

ТП получает первичные ресурсы из городского водопровода (холодная питьевая вода), теплосети (тепловая энергия и теплоноситель), электрической сети и преобразует их для организации отопления жилых зданий (водяного и воздушного), снабжения жителей горячей и холодной водой заданных параметров.

4. Требования к разработке рабочей документации

Разработка рабочей документации должна производиться с учётом действующих нормативных документов и Правил, в том числе ГОСТ 21.408-13, ГОСТ 34.201-89 (в объёме ПСД), ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 21.208-2013, СП 41-101-95, СП 31-110-2003.

5. Требования к системе

АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК» (далее – система) должна быть построена на базе программно-технических комплексов (ПТК).

Система должна представлять собой готовое техническое решение – ПТК и включать в состав шкафа автоматизации и диспетчеризации контроллерное оборудование, прочее вспомогательное шкафовое оборудование согласно проекта и спецификации завода-изготовителя, а также системное, прикладное и иное программное обеспечение, необходимое для надлежащей работы ПТК, при необходимости обеспечивающие управление и/или обмен данными с вспомогательными системами (узлы учёта, система диспетчеризации, станции управления насосами, системы компенсации температурного расширения и т.д.).

Поставка ПТК должна осуществляться с установленными шкалами/диапазонами приборов, устройств преобразования, сопряжения, настройками ПИД-регуляторов и т.д., в соответствии с рабочей документацией.

ПТК должен являться серийным решением, поставляться с предустановленным технологическим и математическим программным обеспечением, полностью настроенным и сконфигурированным, и соответствовать автоматизируемому технологическому оборудованию, установленному в ТП ПАО «МОЭК».

ПТК должен обеспечивать поддержание заданных параметров систем тепло- и водоснабжения в течение всего периода эксплуатации системы. Заданием на управление технологическими процессами является режимная карта ТП и температурные графики.

ПТК должен обеспечить оптимальный режим работы оборудования, препятствующий его преждевременному износу и выходу из строя.

ПТК должен обеспечивать передачу данных в систему диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК» – АС «Диспетчеризация».

ПТК должен обеспечивать возможность реализации энергосберегающих технологий.

5.1. Требования к математическому обеспечению

5.1.1. Математическое обеспечение ПТК должно предусматривать вычисление и запись в энергонезависимую память контроллера:

- средневзвешенные значения давлений и температур за каждый час;
- объёмные расходы холодной и горячей воды за каждый час нарастающим итогом (интегральные показания);
- массовые расходы теплоносителя в прямом и обратном трубопроводе, а также расход теплоносителя на подпитку системы отопления за каждый час нарастающим итогом (интегральные показания);
- расход тепловой энергии и времени работы теплосчетчика на тепловом вводе ТП за каждый час нарастающим итогом (интегральные показания);
- времени нахождения насосов в состоянии «Работа»;
- времени нахождения насосов в состоянии «Авария»;

- времени нахождения локальной автоматики в состоянии «Автомат»;
- времени нахождения локальной автоматики в состоянии «Ручное»;

Примечание: Вычисление вышеперечисленных параметров должно блокироваться при возникновении следующих нештатных ситуаций:

- выход действительного значения параметра за границы измерительного диапазона;
- нарушение линий связи с приборами локальной автоматики ТП;
- отключение питания устройств подсистемы.

При этом необходимо фиксировать время нахождения системы в одной из перечисленных нештатных ситуаций и её характер.

5.1.2. Математическое обеспечение ПТК должно обеспечивать:

- анализ работы ТП в соответствии с технологической картой;
- хранение регистрируемых данных за период не менее трёх (3) месяцев;
- ведение журнала событий за период не менее 1 (одного) месяца;
- передачу на верхний уровень (ВУ) системы диспетчеризации ПАО «МОЭК» – АС «Диспетчеризация» технологических параметров и специальных (мгновенных инициативных) сообщений в соответствии с п.5.5.1 и 5.5.6 настоящих технических требований.

5.2. Требования к техническому обеспечению

5.2.1. Выполнить сбор исходных материалов и данных для проектирования, заключающийся в выезде на объект, подборе необходимой технической документации и исходных данных для проектирования.

5.2.2. Обеспечить выбор технических средств без обременения со стороны поставщиков, заводов-изготовителей и иных организаций, оказывающих влияние или имеющих возможность оказать влияние как на результат работ, так и на последующую эксплуатацию результата работ.

5.2.3. Исключить выбор технических средств, требующий привлечения и/или присутствия представителей их поставщиков и/или заводов-изготовителей.

5.2.4. Составить ведомость демонтажных работ.

5.2.5. Функциональные требования к контроллеру АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК»

Контроллер должен обеспечивать подключение датчиков температуры: медные типа, ТСМ 100М с номинальным сопротивлением 100Ω датчики температуры с унифицированным выходом.

Контроллер должен обеспечивать подключение датчиков давления, которые должны быть рассчитаны на давление не менее 1,6 МПа, а также иметь унифицированный токовый выход 4-20мА. Класс точности не хуже 1.5

Контроллер в экранном меню панели оператора должен обеспечивать выбор шкал измерения всех устанавливаемых аналоговых датчиков из стандартных значений шкал. Корректировка стандартных значений шкал не допускается.

Контроллер должен обеспечивать подключение преобразователей или счётчиков воды, которые должны иметь частотный, либо импульсный выход с гальванической развязкой (токовый выход).

Контроллер должен обеспечивать подключение датчиков с контактным (дискретным) выходом ±24В, не имеющим гальванически связи с цепями электропитания и «землёй».

Контроллер должен обеспечивать формирование управляющих воздействий на исполнительные устройства (исполнительные механизмы запорной, регулирующей запорно-регулирующей арматуры, магнитные пускатели, насосы и т.д). Нагрузочная способность выходного канала должна быть не менее 1А.

Контроллер должен быть оснащён стандартными интерфейсами для обеспечения обмена данными с внешними устройствами по одному или нескольким стандартным интерфейсам (RS-485, RS-232, CAN, Ethernet) по открытому протоколу.

Конструкция контроллера должна обеспечивать модульность и ремонтпригодность системы, а также возможность восстановления работоспособности АСУ ТП ТП в течение не

более двух часов после замены отдельных модулей в течение всего периода эксплуатации прибора.

Прибор должен иметь встроенную энергонезависимую память обеспечивающую ведение журнала событий (аварийные, технологические) не менее 45 суток.

При применении свободно программируемого контроллера должны выполняться требования РД 50-34.698-90.

5.3. Требования к функциям, выполняемым системой

АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК» должна обеспечивать выполнение следующих функций.

5.3.1. Управление системой отопления и установкой поддержания давления и компенсации теплового расширения. Управление установкой поддержания давления и компенсации теплового расширения, выполненной на мембранных баках, реализовать от контроллера АСУ ТП ТП (отсутствие необходимости автоматизации установки согласовать с Заказчиком):

- поддержание температуры системы отопления в соответствии с графиком;
- поддержание заданного перепада давления между подающим и обратным трубопроводами системы отопления;
- измерение температуры и давления в прямой и обратной трубе системы отопления, измерение разности температур $\Delta T_{ц-цо}$, температуры наружного воздуха;
- управление группой насосов ЦО (в том числе с ЧРП) по заданному алгоритму, контроль датчиков перепада давления, поддержка АВР;
- управление электроклапаном на подающем трубопроводе теплоносителя;
- задание/изменение параметров управления клапаном ЦО (вентиляции) из экранного меню панели оператора (кнопок управления);
- изменение/коррекция работы ПИД-регулятора (коэффициенты регулирования K_p , K_i , T_d , ШИМ, ВИМ и т.д.);
- управление группой насосов и электроклапаном системы подпитки отопления;
- контроль соблюдения значений параметров, определенных режимной картой, поддержка технологических и аварийных границ параметров;
- возможность задания значений уставок регулятора и температуры наружного воздуха через систему диспетчеризации;
- поддержание заданного давления в обратном трубопроводе системы отопления;
- возможность задания температурных графиков через систему диспетчеризации;
- возможность задания режимной карты и значений технологических и аварийных границ параметров через систему диспетчеризации;
- отправка срочных аварийных сообщений в систему диспетчеризации;
- возможность пуска и останова насосного оборудования через систему диспетчеризации.

5.3.2. Реализовать задание/изменение параметров управления насосом коррекции отопления/вентиляции с дисплея оператора (кнопок управления) системы автоматизации и диспетчеризации (при его наличии) из экранного меню панели оператора:

- температурных срезов включения/отключения насоса коррекции по датчику температуры наружного воздуха;
- температурного графика работы в соответствии с режимной картой и показанием датчика температуры наружного воздуха;
- задание температурного графика с помощью табличной функции;
- регулирование температуры по датчику температуры на прямом трубопроводе отопления (Т3) и/или датчику температуры на обратном трубопроводе отопления (Т4);

- изменение/коррекция работы ПИД регулятора (коэффициенты регулирования K_p , K_i , T_d , ШИМ, ВИМ и т.д.);
- переключатель режимов работы насоса коррекции (ручной, автоматический) установить на передней панели шкафа автоматики.

5.3.3. Реализовать управление станцией автоматического регулирования зависимой системы отопления САР ЗСО из экранного меню панели оператора (кнопок управления) системы автоматизации и диспетчеризации (необходимость автоматизации станции согласовать с Заказчиком).

5.3.4. Управление системой водоснабжения:

- поддержание температуры ГВС в соответствии с заданием;
- останов клапана(ов) системы ГВС при достижении значения температуры в подающем трубопроводе ГВС 70°C , а при превышении значения, его (их) аварийное закрытие;
- изменение/коррекция работы ПИД-регулятора (коэффициенты регулирования K_p , K_i , T_d , ШИМ, ВИМ и т.д.);
- алгоритм автоматического отключения насосов ХВС и ГВС при падении давления в городской сети водопровода ниже $0,6 \text{ кгс/см}^2$;
- обеспечение стабильного давления в системах ГВС и ХВС в режимах работы с ЧРП и режиме прямого включения. Обеспечить управление существующими или вновь смонтированными ЧРП от АСУ ТП ТП. Реализовать требования по запуску насосов в режиме прямого включения (байпас) при наличии неисправности ЧРП. Отсутствие необходимости реализации управления ЧРП от АСУ ТП ТП согласовать с Заказчиком.
- измерение температуры и давления в прямом и обратном трубопроводе системы ГВС, давления в подающем трубопроводе системы ХВС, городском водопроводе;
- управление группой насосов ГВС по заданному алгоритму, поддержка АВР, контроль перепада давления (в случае реализации в группе насосов свыше 2 (двух), предусмотреть установку датчиков-реле разности давления на каждый насос);
- управление группой насосов ХВС (в том числе от ЧРП) по заданному алгоритму, поддержка АВР, контроль датчиков перепада давления (в случае реализации в группе насосов свыше 2 (двух), предусмотреть установку датчиков-реле разности давления на каждый насос);
- управление установкой поддержания давления и компенсации температурного расширения от датчиков-реле уровня РОС, сигнализаторов уровня жидкости САУ-М6 или аналогов;
- управление системой дренажа (при отсутствии собственной системы управления);
- управление регулятором давления;
- управление электроклапаном на греющем трубопроводе теплоносителя;
- контроль соблюдения значений параметров, определенных режимной картой, поддержка технологических и аварийных границ параметров;
- возможность задания режимной карты и значений технологических и аварийных границ параметров через систему диспетчеризации;
- возможность задания значений уставок регулятора и температуры через систему диспетчеризации;
- возможность пуска и останова насосного оборудования через систему диспетчеризации;
- отправка срочных аварийных сообщений в систему диспетчеризации (инициативный звонок).

5.3.5. Реализовать следующие функции работы/управления насосными группами с выводом значений на панель оператора:

- в автоматическом режиме;
- в ручном режиме с постов местного управления, расположенных на силовых шкафах;
- из экранного меню панели оператора (кнопок управления) системы автоматизации и диспетчеризации;
- включение насосов реализовать через выключатели безопасности;
- выключатели безопасности установить в непосредственной близости от насосов;
- последовательное включение оборудования ТП при пропадании питания (перезапуск оборудования ТП);
- задание задержки включения между насосными группами ХВС, ГВС, ПО, ЦО (вентиляции), установки поддержания давления и компенсации температурного расширения, возможность изменения значений;
- задание задержки времени между переключением насосов в группе (по АВР и в динамическом режиме);
- включение дополнительного насоса (для групп ХВС, ГВС) по сигналу (дискретному или аналоговому) при недостаточной производительности рабочего (при его наличии);
- автоматическое переключение на резервный насос при аварийном останове рабочего;
- задание очерёдности работы насосов в группе, исключение насосов из группы;
- включение/отключение динамического режима работы насосов;
- задание динамических режимов работы насосов, по календарной дате, по часам наработки;
- задание времени «дребезга» дискретных датчиков;
- задание времени разгона при включении/переключении насоса при работе с частотным приводом;
- задание числа автоматических сбросов (количество перезапусков) состояния «Авария» со всех насосов группы;
- отключение групп насосов ХВС и ГВС при срабатывании противопожарных насосов.

5.3.6. Интеграция узла коммерческого или технического учёта тепловой энергии в АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК»:

- ограничение расхода теплоносителя G1 на подающей трубе теплового ввода;

Примечание: В объёме выполняемых работ необходимо предусмотреть установку узла учёта тепловой энергии на выводах из ТП.

5.3.7. Управление системой дренажа:

- включение дренажного насоса по сигналу с датчика затопления;

5.3.8. Управление перепадом давления на тепловом вводе,

- измерение перепада давления на тепловом вводе;
- управление регулятором давления на тепловом вводе.

5.3.9. Управление пожарными насосами и электрозадвижкой, обеспечение отключения насосов ХВС реализовать от отдельной сертифицированной системы управления пожарными насосами (управление возможно включить в состав АСУ ТП ТП, при наличии на систему соответствующих действующих сертификатов):

- обеспечить функционирование системы управления пожарными насосами и электрозадвижкой в ручном и автоматическом режимах независимо от контроллера системы автоматизации;
- систему управления пожарными насосами выполнить на отдельном контроллере в отдельном шкафу;

5.3.10. Управление насосными станциями от ЧРП в режиме внешнего управления:

- в схеме управления электродвигателями насосов должно быть предусмотрено ручное и автоматическое управление и визуальный контроль за режимом их работы, сигнализация аварийного состояния насосов.

5.3.11. Контроль наличия фаз по каждому вводу.

- сбор, обработку, индикацию, хранение состояния работы оборудования и значений параметров с передачей данных в систему диспетчеризации;
- обеспечение синхронизации времени контроллера с единым временем системы диспетчеризации (СОЕВ);
- пуск оборудования ТП после пропадания напряжения в соответствии с заданным алгоритмом;

5.3.12. Поддержка энергоэффективных технологий:

- суточная коррекция температуры ГВС, отопления,
- коррекцию температуры ГВС, отопления для выходных и праздничных дней, а также коррекцию температуры ГВС, отопления по заданному алгоритму;

В системе должно предусматриваться автономное управление (по месту) и удалённое управление (через систему диспетчеризации) электрофицированной арматурой, независимо от управляющего контроллера.

5.4. Требования к интеграции в систему диспетчеризации

Интегрирование АСУ ТП ТП в систему диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК» – АС «Диспетчеризация» осуществляется путём вывода параметров ТП в систему диспетчеризации. Для это необходимо:

- создать паспорт объекта в АС «Диспетчеризация»;
- произвести линковку объекта в соответствии с линковочной картой;
- создать мнемосхему объекта в АС «Диспетчеризация».

5.5. Требования к сбору и передаче данных АСУ ТП ТП в систему диспетчеризации

АСУ ТП ТП должна обеспечивать:

- сбор, обработку и хранение всех измеряемых значений технологических параметров энергоснабжения на входе и выходе ТП за промежуток времени в виде архива в энергозависимой памяти прибора с меткой точного времени (сбор статистики);
- чтение мгновенных, а также сбор и хранение статистических данных с приборов коммерческого и/или технического учёта тепловой энергии в энергозависимой памяти прибора с меткой точного времени;
- обработку и анализ параметров технологических процессов ТП на основе режимной карты;
- контроль событий и аварийных ситуаций в работе оборудования теплового пункта;
- возможность организации и контроля работоспособности канала связи с вышестоящей подсистемой по различным стандартным протоколам и средам передачи;
- выдачу управляющих сигналов для настройки, регулировки, тестирования приборов коммерческого и/или технического учёта;
- передачу среднечасовых и среднесуточных данных (перечень данных должен быть уточнён на этапе технического проектирования) автоматически (периодичность определяется на этапе технического проектирования) и по запросу;
- возможность работы в качестве элемента службы единого времени для коммерческого и/или технического учёта;
- конфигурирование и администрирование как локально, так и дистанционно. Локальный порт администрирования должен иметь возможность блокировки подключения и пломбирования;

- сбор мгновенных значений о состоянии теплотехнического оборудования со станций управления ТП, а также формирование и хранение в энергонезависимой памяти прибора времени нахождения оборудования в состоянии «Работа», «Стоп», «Останов» и «Авария»;
- передачу в систему диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК» приоритетных экстренных сообщений об авариях технологического оборудования;
- синхронизацию системного времени с системой диспетчеризации;
- формирование и выдачу мгновенных текущих параметров о состоянии оборудования и параметрах энергоснабжения (тепло, вода, электричество) на входе и выходе ТП по запросу системы диспетчеризации;
- автоматическое ведение и хранение в энергонезависимой памяти прибора журнала событий на ТП. В журнал событий должна записываться информация о выходе изменений состояния параметрах энергоснабжения за допустимые значения измеряемой величины, а также изменения состояний оборудования теплового пункта. Все записи журнала событий должны сопровождаться метками точного времени;
- возможность передачи данных с использованием стандартных GSM/GPRS/3G/4G/5G модемов мобильной сотовой связи, а также сетей Ethernet с передачей IP-пакетов;
- АСУ ТП ТП должно быть обеспечено специальным программным обеспечением, обеспечивающим обмен данными между АСУ ТП ТП и системой диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК» в соответствии с международным стандартом OPC Standard (OPC XML-DA Specification и OPC HDA Specification);
- индикацию на внешнем экране мгновенных значений параметров, архивов и журналов событий;
- в случае отсутствия возможности передачи данных в систему диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК», АСУ ТП ТП должна обеспечивать возможность считывания информации из внутренней памяти контроллера на стандартное внешнее запоминающее устройство (USB Flash-диск).

5.5.1. В системе диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК» необходимо предусмотреть измерение и контроль следующих параметров.

Примечание: здесь и далее под контролем подразумевается обработка событий выхода значений параметров за предустановленные граничные значения, в том числе предупредительные и/или аварийные и/или переходы оборудования из одного состояния в другое.

Входные параметры:

- давление в подающем трубопроводе теплосети (P1);
- давление в обратном трубопроводе теплосети (P2);
- температура в подающем трубопроводе теплосети (T1);
- температура в обратном трубопроводе теплосети (T2);
- давление в городском водопроводе холодной воды (P гор);
- расход холодной воды для нужд горячего водоснабжения (Gхвс на гвс);
- температура наружного воздуха, измеренная на ТП (Т нв) (от системы локальной автоматики в ТП)
- наличие напряжения на электрических вводах в ТП (включая контроль по каждой фазе);

Примечание: параметры P1, P2, T1, T2 передаются из теплосчётчика. В случае если какие либо из параметров в теплосчётчике не предусмотрены, то необходимость установки дополнительных датчиков согласовывается с Заказчиком.

Выходные параметры:

- давление в подающем трубопроводе системы отопления (P3);

- давление в обратном трубопроводе системы отопления (P4);
- температура в обратном трубопроводе системы вентиляции (T2вент)
- температура в подающем трубопроводе системы отопления (T3);
- температура в обратном трубопроводе системы отопления (T4);
- давление в подающем трубопроводе горячего водоснабжения (P7);
- давление в циркуляционном трубопроводе горячего водоснабжения (P13);
- температура в подающем трубопроводе горячего водоснабжения (T7);
- температура в циркуляционном трубопроводе горячего водоснабжения (T13);
- давление в трубопроводе холодного водоснабжения на потребителя (Pхвс);

При наличии обмена данными с приборами учёта (теплосчётчиками) необходимо обеспечить передачу данных в систему диспетчеризации ТП и обеспечить контроль следующих параметров:

- для каждого теплосчётчика, установленного в ТП передача часовой и суточной статистики по всем параметрам, обязательными являются:
 - массовый расход теплоносителя в подающем и обратном трубопроводе – при наличии соответствующих первичных преобразователей расхода [тонн/час] (G1i и/или G2i);
 - массовый расход теплоносителя (Gп) на подпитку отопления (для независимых схем присоединения ЦО) [тонн/час];
 - температура теплоносителя в подающем трубопроводе [град];
 - температура теплоносителя в обратном трубопроводе [град];
 - давление теплоносителя в подающем трубопроводе [ати];
 - давление теплоносителя в обратном трубопроводе [ати];
 - расхода тепловой энергии (Q) [Гкалл];
 - расхода воды (Gп) в системе подпитки отопления (для независимых схем теплоснабжения);
 - расхода теплоносителя в подающем трубопроводе отопления [тонн/час];
 - расхода теплоносителя в обратном трубопроводе отопления [тонн/час];
 - расхода теплоносителя в подающем трубопроводе вентиляции [тонн/час];
 - расхода теплоносителя в обратном трубопроводе вентиляции [тонн/час];
 - расхода теплоносителя в подающем трубопроводе горячего водоснабжения [тонн/час];
 - расхода теплоносителя в циркуляционном трубопроводе горячего водоснабжения [тонн/час];
 - времени работы теплосчётчика (Траб) [час];
 - времени неработы теплосчётчика при различных ошибках [час];

Протокол обмена с прибором коммерческого и/или технического учёта должен поддерживать:

- передачу измеряемых параметров теплоносителя;
- мониторинг состояния оборудования;
- синхронизацию времени.

АСУ ТП ТП взаимодействует с прибором коммерческого и/или технического учёта следующим образом:

- контролирует канал связи с прибором учёта;
- на основании мгновенных значений параметров прибора формирует архивы и журналы событий (состояний) системы учёта;
- по запросу передаёт текущие значения, архивы и журналы параметров системы учёта в систему диспетчеризации ТП;
- при получении информации о возникновении аварийной ситуации от прибора учёта отправляет соответствующее специальное сообщение в систему диспетчеризации ТП;

- принимает сигналы для синхронизации времени и передаёт их на прибор.

Примечание: При взаимной технической поддержке производителей прибора коммерческого (или технического) учёта и АСУ ТП ТП, возможен режим работы, при котором АСУ ТП ТП предоставляет «сквозной канал» от сервера опроса на прибор учёта, переадресовывая сообщения определённого типа от системы диспетчеризации непосредственно в прибор учёта и обратно. В этом случае к прибору учёта должен комплектно поставляться OPC-сервер (версии не ниже OPC DA V2.0, OPC HDA V1.0) с поддержкой всех требований, предъявляемых к протоколу обмена в настоящем задании, быть сертифицированным органами Госстандарта в качестве измерительной системы и включённым в Государственный реестр средств измерений.

Эксплуатационные параметры (состояние оборудования):

- состояние насосного оборудования:
 - для каждого насоса состояние: «Работа (Вкл)», «Стоп (Выкл)», «Авария», «Останов»;
 - для каждой группы насосов состояние режима управления: «Автоматическое», «Ручное».
 - режим работы от сети/ЧРП;
- затопление;
- открытие дверей ТП (несанкционированный доступ);
- температура воздуха внутри ТП (в месте размещения шкафов управления);
- датчиков влажности на ТП;
- нарушение изоляции ППУ;
- данные от приборов контроля жёсткости;
- состояние расширительного бака установки поддержания давления и компенсации теплового расширения;
- состояние работы САРЗСО;
- состояние системы контроля намокания ППУ-изоляции стальных труб;

Времени нахождения оборудования в каждом из перечисленных состояний.

5.5.2. Во всех случаях необходимо предусматривать дополнительные свободные входы в контроллере АСУ ТП ТП для подключения системы контроля намокания ППУ-изоляции стальных труб.

5.5.3. Эксплуатационные параметры о затоплении, состоянии частотно-регулируемого привода, и о нарушениях изоляции ППУ подключать только при наличии на ТП соответствующих первичных приборов.

5.5.4. Система диспетчеризации на уровне АСУ ТП ТП должна обеспечивать:

- дистанционный (по команде с АРМ) перевод режимов «Зима/Лето» для системы автоматизации и диспетчеризации;
- поддержание необходимой глубины архивных данных для осуществления обработки событий, хранения архива и аналитических функций в рамках данного технического задания;
- передачу в систему диспетчеризации ТП часовых архивов теплосчетчиков, установленных на ТП, один раз в сутки. Передачу архива данных за неполные сутки – по запросу системы диспетчеризации ТП;
- формирование и передачу в систему диспетчеризации сообщений об экстренных аварийных событиях (нештатных ситуациях).

5.5.5. Перечень событий, аварий, аварийных и предупредительных границ контролируемых параметров работы ТП, состояний работы оборудования задаётся при наладке ТП и должен быть доступен для изменения из системы диспетчеризации ТП.

5.5.6. Минимальный перечень аварийных событий/параметров, по которым осуществляется передача на верхний уровень системы приоритетных экстренных сообщений указан в таблице 1

Параметр/Состояние	Название параметра/состояния
T7 (для каждой зоны)	Температура в подающем трубопроводе ГВС
T3 (для каждой зоны)	Температура в подающем трубопроводе ЦО
P7 (для каждой зоны)	Давление в подающем трубопроводе ГВС
P3 (для каждой зоны)	Давление в подающем трубопроводе ЦО
Rхвс	Давление холодной воды на потребителя
P13 (для каждой зоны)	Давление горячей воды в обратном трубопроводе
Перепад давления P1 и P2	Перепад давлению подающего и обратного трубопровода теплосети
Авария и останов группы циркуляционных насосов ЦО (в режиме работы «Зима»)	
Авария группы подпиточных насосов ЦО (в режиме работы «Зима»)	
Авария группы насосов ХВС	
Авария и останов группы насосов ГВС	
Авария ПТК (неисправность контроллера и/или его модулей)	
Отсутствие напряжения на 2-х и более фазах на каждом электрическом вводе в ТП	
Затопление ТП /Превышение влажности (запаривание)	

5.6. Требования к каналам связи передачи данных

Предусмотреть сертифицированные средства беспроводной связи для обеспечения работы системы диспетчеризации. Средства беспроводной связи должны иметь систему перезапуска в случае его «зависания», а также иметь возможность автономной передачи сигнала «Авария» (передача информации о неисправности контроллера и/или его модулей) в систему диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК» – АС «Диспетчеризация».

Места расположения средств беспроводной связи и/или устройств антенно-фидерного тракта выбираются с учётом наилучшего сигнала от оператора связи. Качество сигнала должно соответствовать ГОСТ Р 52459.7-2009 и РД 45.254-2002. При этом каждое место установки должно отвечать требованиям технических условий для устройств выбранного типа, а также должны быть обеспечены сохранность и удобство обслуживания устройства.

Предусмотреть вывод на дисплей оператора состояние обмена данными между модемом и АС «Диспетчеризация». Обеспечить ведение, хранение и просмотр архива соединений (количество соединений в сутки, длительность соединений, количество принятой и переданной информации в килобайтах) за период не менее 1 (одного) месяца.

Для обеспечения передачи данных АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК» в систему диспетчеризации оборудование каналов связи должно обеспечивать:

- круглосуточную, бесперебойную, надёжную двунаправленную связь передачи данных и соответствовать ГОСТ Р 8.596-2002 в части описания связующего компонента измерительной системы;
- передачу в систему диспетчеризации аварийных событий в течение не более 1 минуты с момента возникновения;
- по запросу системы диспетчеризации обеспечивать передачу от АСУ ТП ТП мгновенных, архивных значений технологических параметров, данных с приборов учёта расхода и тепловой энергии и журналов событий;

5.7. Требования к программному обеспечению системы диспетчеризации

5.7.1. Программное обеспечение (ПО) АСУ ТП ТП должно быть достаточным для реализации функций управления, сбора, обработки, хранения и передачи данных ТП ПАО «МОЭК» и входить в состав ПТК.

5.7.2. ПО должно обеспечивать подключение и передачу в АСУ ТП ТП текущих и статистических данных с приборов учёта, установленных на ТП.

5.7.3. ПО посредством аппаратуры передачи данных должно обеспечивать передачу данных в систему диспетчеризации ПАО «МОЭК».

Примечание: На верхнем уровне системы ПО должно обеспечивать доступ к данным АСУ ТП ТП в соответствии с международным стандартом OPC Standard (OPC XML-DA Specification, OPC HDA Specification).

5.8. Требования к контроллеру по стойкости к внешним воздействующим факторам

Прибор должен функционировать и сохранять параметры и метрологические характеристики при воздействии синусоидальных вибраций с частотой 10-55Гц и амплитудой 0,35 мм.

Прибор должен функционировать и сохранять параметры и метрологические характеристики при воздействии внешнего магнитного поля сетевой частоты с напряженностью 40 А/м.

Прибор должен быть предназначен для монтажа в шкаф автоматики со степенью защиты не ниже IP54 по ГОСТ 14254.

Требования к электромагнитной совместимости Контроллера

Прибор должен быть устойчив к установившимся отклонениям напряжения питания от 22 до 24 В. Критерий качества функционирования А.

Прибор должен быть устойчив к динамическим изменениям напряжения сети питания в виде провалов, выбросов и прерываний соответствующим степени жёсткости испытаний 3 по ГОСТ Р 51317.4.11. Критерий качества функционирования В.

Прибор должен быть устойчив к наносекундным импульсным помехам, соответствующим степени жёсткости испытаний 3 по ГОСТ Р 51317.4.4 с амплитудой:

- по цепям питания и заземления 2кВ;
- по сигнальным цепям 1кВ.

Частота повторения импульсов 5 кГц. Длительность воздействия наносекундных импульсов положительной и отрицательной полярности 60с для каждой полярности. Критерий качества функционирования В.

Прибор должен быть устойчив к микросекундным импульсным помехам большой энергии, соответствующим степени жёсткости испытаний 3 по ГОСТ Р 51317.4.5 с амплитудой:

- по цепям питания для схемы «провод – провод» 1 кВ;
- по цепям питания для схемы «провод – земля» 2 кВ;
- по сигнальным цепям для схемы «провод – провод» 1 кВ;
- по сигнальным цепям для схемы «провод – земля» 2 кВ.

Число импульсов помех положительной и отрицательной полярности 3 для каждой полярности. Критерий качества функционирования В.

Прибор должен быть устойчив к радиочастотному электромагнитному полю, соответствующему степени жёсткости испытаний 3 по ГОСТ Р 51317.4.3 частотой от 26 до 100 МГц и напряжённостью поля 3В/м. Критерий качества функционирования В.

Прибор должен быть устойчив к электростатическим разрядам, соответствующим степени жёсткости испытаний 2 по ГОСТ Р 51317.4.2 с испытательным напряжением 4 кВ, подаваемым контактным способом в цепи питания и сигнальные цепи прибора. Число разрядов на каждую цепь не менее 10 для положительной и отрицательной полярности испытательного напряжения. Критерий качества функционирования В.

Напряжение промышленных радиопомех, создаваемых приборами, не должно превышать установленных в ГОСТ Р 51318.22 для оборудования класса А.

Прибор должен быть устойчив к магнитному полю промышленной частоты напряжённостью 100А/м по ГОСТ Р 50648. Критерий качества функционирования В.

Эмиссия гармонических составляющих тока, колебания напряжения и фликер не должны превышать норм, установленных в ГОСТ Р 51317.3.2 и ГОСТ Р 51317.3.3.

Прибор должен быть устойчив к кондуктивным помехам, наведённым радиочастотными полями, соответствующими степени жёсткости испытаний 3 по ГОСТ Р 51317.4.6 в полосе частот 0,15-80 МГц по цепям питания прибора. Критерий качества функционирования В.

5.8.1. Требования к контроллеру по безопасности

Прибор по защищённости человека от поражения электрическим током должен удовлетворять требованиям ГОСТ Р 52319.

Изоляция гальванически несвязанных внешних электрических цепей прибора относительно элемента заземления и между собой должна выдерживать без пробоя и поверхностного перекрытия испытательное напряжение постоянного тока 1500 В.

Электрическое сопротивление изоляции гальванически не связанных внешних цепей прибора относительно клеммы заземления и между собой должно быть не менее 20 МОм в нормальных климатических условиях и испытательном напряжении постоянного тока 100 В.

5.9. Требования к надёжности контроллера

Срок службы прибора должен соответствовать характеристикам описания типа средства измерения, но не менее 12 лет.

5.10. Требования к метрологическому обеспечению ПТК

ПТК должен быть метрологически обеспечен (в части измерительных каналов) в производстве и в эксплуатации, необходимое для этого оборудование должно быть внесено в Государственный реестр средств измерений и иметь соответствующее свидетельство Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

5.11. Требования к измерительным приборам

Измерительные приборы должны быть метрологически обеспечены (в части измерительных каналов) в производстве и в эксплуатации, зарегистрированы в Государственном реестре средств измерений и иметь соответствующее свидетельство Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

Межповерочный интервал для датчиков температуры не менее 2 (двух) лет, для датчиков давления – не менее 4 (четырёх) лет.

Паспортный срок службы датчиков температуры и давления должен составлять не менее 8 (восьми) лет, датчиков-реле давления и перепада давления не менее 12 (двенадцати) лет.

Датчики температуры должны быть медные типа ТСМ100М с номинальным сопротивлением 100Ω и/или с унифицированным токовым выходом 4-20 мА, класс точности не хуже 0,5.

Датчики давления должны иметь унифицированный токовый выход 4-20 мА, класс точности не хуже 1,5.

Расходомеры должны иметь импульсный или токовый выходы.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения параметров теплоносителя должны соответствовать Федеральному закону от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

Класс точности прочих устанавливаемых измерительных приборов должен быть не ниже, чем у соответствующих приборов, установленных в узле учёта тепловой энергии на тепловом вводе в ТП.

Приборы, входящие в ПТК и предъявляемые к сдаче в эксплуатацию, должны быть поверены, при этом поверка должна быть проведена не более чем за 6 (шесть) месяцев до даты сдачи в эксплуатацию.

5.12. Требования к прочему оборудованию

Для визуального контроля работы оборудования устанавливаются следующие контрольно-измерительные приборы: манометры показывающие, термометры показывающие биметаллические или с жидкостным (не ртутным) наполнением.

Для удалённого контроля доступа в помещение ТП реализовать установку дискретных датчиков открывания дверей. Установку дополнительных охранных систем согласовать с Заказчиком.

Заземление приборов и устройств выполнять согласно ПУЭ и инструкциям по монтажу и эксплуатации заводов-изготовителей.

Прокладку кабелей, подключение приборов и датчиков в оцинкованных лотках, стальных трубах, гибких ПВХ рукавах следующим образом:

- от реле управления до ИМ – неэкранированный контрольный медный кабель сечением проводника не менее 1 мм²;
- от первичных датчиков до шкафа системы автоматизации и диспетчеризации ТП – экранированный медный кабель сечением проводника не менее 0,75 мм² (обеспечить заземление экрана на входе в шкаф);
- антенно-фидерный тракт – коаксиальным кабелем;
- прокладку информационных кабелей выполнить «витой парой».

Установить в шкаф АСУ ТП ТП источник бесперебойного питания двойного преобразования (онлайн-ИБП). Обеспечить функционирование ИБП по следующей схеме: при пропадании внешнего питания сети ~220В, ИБП должен обеспечивать работоспособность контроллерного оборудования и средств беспроводной связи для гарантированного выхода на связь и передачи аварийных сигналов и технологических параметров в АС «Диспетчеризация».

5.13. Требования к информационной безопасности

В рабочей документации необходимо привести решения по защите информационно-технологической инфраструктуры (ИТИ) объекта от несанкционированного доступа (НСД) и разработать раздел «Информационная безопасность» (ИБ) с учётом положений нормативных документов в области ИБ ПАО «МОЭК», требований Концепции ИБ ПАО «Газпром», комплекса стандартов СТО Газпром 4.2.x «Корпоративная система нормативно-методических документов в области комплексных систем безопасности объектов ОАО «Газпром», а также других нормативных документов органов федеральной исполнительной власти, уполномоченных в области обеспечения ИБ.

Для разработки раздела проектной документации по информационной безопасности привлечь подрядную организацию из числа согласованных управлением корпоративной защиты ООО «Газпром энергохолдинг» для выполнения работ в области обеспечения информационной безопасности, обладающую лицензией ФСТЭК на техническую защиту конфиденциальной информации (ТЗКИ) с разрешёнными видами работ, в случае необходимости, лицензией ФСБ на работу со средствами криптографической защиты информации (СКЗИ).

Решения по защите информации от НСД должны соответствовать требованиям действующего на момент сдачи проектной документации Законодательства Российской Федерации, нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, уполномоченных в области обеспечения информационной безопасности и технической защиты информации, документам ПАО «Газпром» и ПАО «МОЭК» в области обеспечения информационной безопасности.

Пояснительная записка по информационной безопасности должна содержать:

- описание объекта защиты;
- модель угроз информационной безопасности;
- модель потенциального нарушителя;
- описание комплекса технических средств;
- решения по обеспечению ИБ, в том числе решения по управлению доступом, регистрации и учёту, обеспечению целостности программных средств защиты информации, антивирусной защите информационных ресурсов, обеспечению сетевой безопасности, управлению средствами защиты информации, обеспечению непрерывности функционирования;
- спецификации оборудования и программных средств подсистемы информационной безопасности.

Все решения должны быть достаточными и обоснованными в соответствии с результатами, полученными в процессе анализа актуальных угроз информационной безопасности и потенциальных нарушителей.

В графической части раздела должны быть представлены:

- схема структурная комплекса технических средств защиты информации, наложенная на соответствующие схемы ИТИ объекта, системы связи и др. На схеме должны быть явно выделены устанавливаемые или модифицируемые в рамках проекта средства вычислительной техники (СВТ) и средства защиты информации (СрЗИ);
- схема функциональной структуры подсистемы информационной безопасности.

Решение по сетевому взаимодействию с внешними по отношению к проектируемой АСУ ТП автоматизированными системами:

- в случае необходимости в рамках технологического процесса сетевое взаимодействие проектируемой АСУ ТП с внешними по отношению к ним автоматизированным системам организовать с учётом централизованной системы защиты сетей ТСПД ПАО «МОЭК».

Раздел должен содержать информацию о настройках используемых средств защиты информации, в том числе встроенных средств защиты ОС и обновлении прикладного и системного ПО.

Перечень передаваемой проектной документации должен соответствовать, в том числе, ГОСТ 19.101, ГОСТ 34.201, ГОСТ 2.601-95, РД 50-34.698-90 и в обязательном порядке быть согласован с Заказчиком. Содержание документов должно удовлетворять требованиям и рекомендациям руководящего документа РД 50-34.698-90 «Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

Все чертежи должны быть выполнены с указанием размеров помещений и должны однозначно определять расположение оборудования.

По окончании проектных работ должны быть представлены, в том числе, следующие документы:

- частное техническое задание на создание подсистемы информационной безопасности;
- сметы на создание подсистемы информационной безопасности (в составе сметы всего проекта);
- программа и методика предварительных испытаний подсистемы информационной безопасности;
- техническое задание на внедрение подсистемы информационной безопасности.

Подрядчик обязан выполнить работы в сроки, определённые Заказчиком с высоким качеством, в соответствии с требованиями НТД и устранять возникшие по его вине ошибки за свой счёт в течении 12 месяцев с момента передачи проекта Заказчику.

Разрабатываемые документы в соответствии с п.8.7 «Перечня информации, составляющей коммерческую тайну, и иной конфиденциальной информации ПАО «МОЭК» являются коммерческой тайной ПАО «МОЭК» и должны быть оформлены и переданы в соответствии с Соглашением о конфиденциальности между ПАО «МОЭК» и Подрядчиком. Язык оформления документации – русский, за исключением общепринятых названий и оригинальных наименований программно-аппаратных средств импортного производства. Документация в части обеспечения ИБ должна быть оформлена следующим образом:

- на бумажных носителях в одном экземпляре;
- на машинных носителях (CD/DVD) в формате Microsoft Office в одном экземпляре.

Между ПАО «МОЭК» и Подрядчиком должно быть заключено соглашение о конфиденциальности.

6. Условия эксплуатации системы

- температура окружающего воздуха от +5 до +55°C;
- относительная влажность воздуха до 80% при температуре +35°C без конденсации влаги;

- атмосферное давление от 84 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.);

7. Требования к производству пуско-наладочных работ

Провести автономную и комплексную наладку согласно типовой программе пуско-наладочных работ. Программа пуско-наладочных работ АСУ ТП ТП ПАО «МОЭК» представлена в приложении № 1 к настоящим техническим требованиям.

Подготовить вывод технологических параметров ТП в систему диспетчеризации ПАО «МОЭК»:

- направить в Центр информационных технологий ПАО «МОЭК» (далее – ЦИТ) заявку о необходимости добавления ТП в АС «Диспетчеризация» ПАО «МОЭК» и о предоставлении SIM-карты для модема ТП;
- произвести настройку канала связи системы диспетчеризации ТП;
- обеспечить вывод данных в OPC-серверы (HDA, DA);
- направить в ЦИТ по электронной почте linkdisp@moeck.ru проект ТП, линковочную карту, абонентский номер SIM-карты для завершения комплексных испытаний и сдачи объекта в эксплуатацию.

Реализовать передачу на OPC-сервер верхнего уровня системы диспетчеризации ПАО «МОЭК» – АС «Диспетчеризация» данных по запросу, архивных параметров и аварийных сообщений в соответствии с линковочной картой.

Обеспечить отображение текущих параметров ТП в АС «Диспетчеризация».

8. Требования к ЗИП

Предусмотреть в проектно-сметной документации комплекты ЗИП в размере 10 % от объёма применяемого оборудования и средств КИПиА, в соответствии с ГОСТ 27.507-2015, ГОСТ 2.610-2006.

9. Требования к обучению персонала

Силами подрядной организации, не менее чем за 3 (три) рабочих дня до даты начала пуско-наладочных работ и согласовать с ПАО «МОЭК» программу обучения персонала ПАО «МОЭК» по эксплуатации применяемого ПТК в соответствии с приложением №2 к настоящим техническим требованиям.

Силами подрядной организации, не менее чем за 3 (три) рабочих дня до даты приёмки выполненных работ, провести обучение персонала ПАО «МОЭК», по утверждённой программе обучения.

10. Требования к документированию

Разработка рабочей документации должна производиться с учётом действующих нормативных документов и Правил

10.1. Объем конструкторской документации

Рабочую документацию передать заказчику в количестве 4 (четырёх) экземпляров на бумажном носителе и 1 (одном) экземпляре на электронном носителе (за исключением тома «Информационная безопасность», комплектность данного тома в соответствии с п.5.13 настоящих технических требований).

10.1.1. Том «Автоматизация и диспетчеризация ТП».

- пояснительная записка (с описанием алгоритмов процесса автоматизации).
- ведомость демонтажных работ.
- функциональные схемы автоматизации систем отопления, подпитки отопления, вентиляции, ГВС, ХВС и т.д.
- принципиальные электрические схемы контроля, автоматического регулирования, управления, блокировки, защиты, сигнализации и т.п.
- принципиальные однолинейные электрические схемы питания.
- план расположения средств автоматизации, линий управления, передачи данных и питания.
 - указать на плане расположения место установки антенно-фидерного тракта, средств беспроводной связи с указанием в месте установки уровня сигнала

сотового оператора, измеренного на дату сбора исходных материалов и данных в соответствии с п.5.2.1 настоящих технических требований.

- указать на плане расположения первичный преобразователь измерения температуры наружного воздуха (Тнв) и способ его монтажа/крепления.
- общие виды расположения щитов и пультов, их компоновки и таблицы сигналов подключения.
- чертежи установки нетипового оборудования.
- кабельный журнал.
- заказные спецификации (перечень поставляемого ЗИП выполнить на отдельном листе).
- схемы подключения оборудования к заземляющему устройству
- линковочная карта (таблица) в виде перечня параметров (тегов) ТП на ОРС-сервере с указанием единиц измерения и наименований соответствующих параметров в составе проектной (рабочей) документации.
- программа пуско-наладочных работ.
- индивидуальные технические требования на АСУ ТП ТП.
- копия режимной карты.
- копии разрешительной документации.

10.1.2. Том «Информационная безопасность» (в соответствии с п.5.13 настоящих технических требований).

10.1.3. Том «Сметная документация».

10.1.3.1. Сметная документация разрабатывается в базовом и текущем уровнях цен (СНБ ТСН-2001).

10.2. Объём передаваемой документации (в т.ч. п.10.1)

- протокол пуско-наладочных работ (форма приведена в приложении к программе пуско-наладочных работ).
- отчёт о замерах сопротивления изоляции, смонтированных кабельных линий;
- технологическое прикладное ПО, конфигурация контроллера (технологическое прикладное ПО и конфигурация контроллера передаются на электронном носителе);
- паспорта на все устанавливаемое и поставляемое оборудование, комплектующие и ЗИП;
- руководство пользователя ПТК (передаётся до подписания акта о приёмке выполненных работ);
- программа обучения эксплуатационного персонала.

Примечание: До окончания пуско-наладочных работ подрядной организацией согласовывается программа обучения эксплуатационного персонала ПАО «МОЭК» и проводится его обучение.

11. Гарантийные обязательства

Гарантийный срок на оборудование составляет 24 (двадцать четыре) месяца с даты подписания акта о приёмке выполненных работ.

Гарантийный срок на выполненные работы составляет 24 (двадцать четыре) месяца с даты подписания акта о приёмке выполненных работ.

Приложение № 1 к
Техническим требованиям на
автоматизированную систему
управления технологическими
процессами тепловых пунктов
ПАО «МОЭК»

ПРОГРАММА

пуско-наладочных работ автоматизированной системы управления технологическими
процессами тепловых пунктов ПАО «МОЭК»

Адрес объекта: г. Москва, _____
Аб. № _____

Настоящая программа пуско-наладочных работ автоматизированной системы управления технологическими процессами тепловых пунктов ПАО «МОЭК» (далее – Программа) является типовой. Руководствуясь проектной (рабочей) документацией и результатами строительно-монтажных работ корректируется и утверждается индивидуальная Программа для каждого ТП. На основании утверждённой индивидуальной Программы выполняется определённый комплекс мероприятий.

1. Общие положения

1.1. Наименования и обозначения

Настоящая Программа определяет состав мероприятий, а также порядок их проведения при выполнении пуско-наладочных работ (далее – ПНР) оборудования автоматизированной системы управления технологическими процессами тепловых пунктов ПАО «МОЭК» (далее АСУ ТП ТП) по адресу: г. Москва, _____.

Настоящая Программа разработана на основании свода правил СП 77.13330.2016 «Системы автоматизации» (утверждён приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 20 октября 2016 г. № 727/пр и введён в действие с 21 апреля 2017 г.).

ПНР является комплекс работ, включающий проверку, настройку и испытания оборудования АСУ ТП ТП.

1.2. Нормы и правила

ПНР должны выполняться в соответствии с обязательными приложениями к СП 77.13330.2016.

При выполнении ПНР должны соблюдаться требования проектной (рабочей) документации, технологического регламента вводимого в эксплуатацию объекта, «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правил по технике безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок».

1.3. Цели и состав работ

Цель проводимых мероприятий – обеспечение параметров и режимов, заданных проектом и режимной картой объекта. Данные мероприятия проводятся на этапе выполнения ПНР.

Состав ПНР должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей оборудования, правилам по охране труда и технике безопасности, пожарной безопасности, правилам органов государственного надзора.

Дефекты оборудования, выявленные в процессе выполнения ПНР, должны быть зафиксированы в установленном порядке (составлена дефектная ведомость) и устранены монтажной организацией. ПНР возобновляются после устранения всех дефектов оборудования.

В период автономной и комплексной наладки технологического оборудования пуско-наладочная организация должна обеспечить ввод в действие АСУ ТП ТП, необходимых для проведения испытания или опробования технологического оборудования в соответствии с проектной (рабочей) документацией, техническими условиями предприятий-изготовителей и требованиями правил по охране труда, технике безопасности, пожарной безопасности, требованиями органов государственного надзора.

К началу производства работ по наладке АСУ ТП ТП монтажная организация должна привести в работоспособное состояние всё технологическое оборудование, которым проектной (рабочей) документацией предусмотрено управление от вновь смонтированной АСУ ТП ТП, ввести в действие системы автоматического пожаротушения и сигнализации (при наличии).

2. Общие требования к условиям, обеспечению и выполнению ПНР

2.1. Требования к аппаратуре

2.1.1. К ПНР должно быть предъявлено все оборудование и программное обеспечение вспомогательных систем в соответствии с проектной (рабочей) документацией.

2.1.2. Для выполнения ПНР в распоряжении пуско-наладочной организации в обязательном порядке должен быть следующий перечень оборудования:

- ноутбук с предустановленным ПО;
- средства измерения (СИ), необходимые для проведения ПНР. Перечень СИ, определяется пуско-наладочной организацией самостоятельно. Пуско-наладочная организация фиксирует наименование, марку, заводской номер, дату очередной поверки СИ в протоколе ПНР по форме приложения 3 к настоящей Программе;
- вольтметр с пределом измерения 400В с погрешностью не хуже 2%;
- миллиамперметр с пределом измерения до 20 мА и погрешностью не хуже 0,5%;
- омметр с пределом измерения до 2000 Ом и погрешностью измерения не хуже 1%;
- мегомметр на 1000В;
- резисторы 68 Ом и 150 Ом 0,25 Вт;
- имитатор токового сигнала (токовый датчик).

2.1.3. Указанный в п.2.1.2 перечень оборудования при необходимости может быть дополнен.

2.1.4. Все СИ, применяемые при выполнении ПНР, должны иметь действующие свидетельства о поверке.

2.2. Требования к условиям выполнения ПНР

2.2.1. До начала ПНР должны быть:

- закончены электромонтажные работы;
- закончены строительные и отделочные работы в помещениях ТП. Помещения соответствуют требованиям поставщика оборудования и нормативных документов к выполнению ПНР;
- введены в эксплуатацию системы рабочего и аварийного освещения помещений производства работ (при наличии);
- в рабочем состоянии должна находиться система приточной и вытяжной вентиляции помещений производства работ (при наличии);
- в адрес пуско-наладочной организации от Заказчика передана утверждённая проектная (рабочая) документация с отметкой «В производство работ»;
- в адрес пуско-наладочной организации от монтажной организации передана рабочая и эксплуатационная документация Поставщика оборудования;
- предъявлено оборудование, укомплектованное в соответствии с проектной (рабочей) документацией системным и прикладным ПО, модулями, устройствами и необходимым для работы оборудования;
- проверены комплектность и сохранность оборудования, отсутствие повреждений, надлежащие выполнение инструкций Поставщика по складированию и хранению оборудования;
- выполнена замена отбракованного и поставка недостающего оборудования;
- закончен монтаж (включая технические средства и внутрисистемные связи), выполнено подключение кабельных связей полевого оборудования к шкафам (щитам). Монтаж выполнен в соответствии с проектной (рабочей) документацией, комплектом заводских документов, чертежей и схем, замечания к монтажу надлежащим образом устранены, подписан акт об окончании и принятии монтажа без замечаний;
- устранены дефекты прочего оборудования и его монтажа, выявленные ранее, не относящегося к АСУ ТП ТП, но оказывающие влияние на работу АСУ ТП ТП;
- закончена наладка электрооборудования ТП в соответствии с проектной (рабочей) документацией;

- смонтирована проектная (рабочая) схема электропитания оборудования и подключено к источнику питания по постоянной схеме;

Все проверки проводятся в нормальных климатических условиях при нормальном напряжении питания согласно проектной (рабочей) документации и требованиям к помещениям для размещения оборудования. При всех проверках на включённом оборудовании подключение заземления обязательно.

В случае успешного выполнения всех вышеуказанных проверок, между монтажной и пуско-наладочной организациями, в присутствии ответственного представителя Заказчика, составляется акт о готовности оборудования АСУ ТП ТП к выполнению ПНР. Акт оформляется с обязательным приложением протоколов выполнения проверок.

Выполнение ПНР АСУ ТП ТП допускается только после подписания вышеуказанного акта без замечаний.

2.3. Требования к безопасности

2.3.1. К работе по выполнению ПНР допускается персонал, прошедший проверку знаний: ПТЭ ТЭ, ПТБ ЭЭП, ПТБ и охраны труда, ПТЭ ЭП и ПОТ ЭЭ с группой не менее IV до 1000В для руководителей и III до 1000В для рабочих, прошедших необходимые инструктажи и получившие допуск для выполнения ПНР. Электромонтажная организация отвечает за квалификацию лиц, включённых в состав бригады; их соответствие присвоенной группе по электробезопасности; соблюдение ими правил ТБ; безопасность, связанную с технологией выполнения работ; соблюдением членами бригады производственной дисциплины (сохранение на установленных местах заземлений, ограждений, плакатов).

2.3.2. При работе в действующих электроустановках следует руководствоваться требованиями ПТЭ и ПТЭ ЭП с учётом особенности ЭМР. При работе в действующих установках бригада инженеров-наладчиков должна состоять не менее чем из двух лиц, включая производителя работ.

2.3.3. Перед выполнением ПНР убедиться и проверить наличие заземления оборудования в соответствии с документом исправности заземления. Электропомещения, отдельные шкафы (щиты) и пульты, на которые подаётся напряжение от испытательной схемы, должны быть заперты, а открытые панели, пульты, сборки и т.п. – ограждены. На дверях электропомещений, дверцах шкафов и пультов, на ограждениях должны быть вывешены плакаты «Испытания. Опасно для жизни». В местах, доступных для посторонних лиц, необходимо выставить наблюдающих.

2.3.4. Ответственным за безопасное проведение испытаний является Подрядчик.

3. Подготовка к работе

3.1. По результатам строительно-монтажных работ пуско-наладочная организация:

- разрабатывает и согласовывает с Заказчиком программу ПНР;
- запрашивает и получает от монтажной организации всю техническую документацию, выпущенную проектной организацией и поставщиком оборудования.

3.2. Подготовка к автономной наладке

3.2.1. Подготовка к выполнению ПНР при автономной наладке включает:

- изучение и анализ проектной (рабочей), технологической и разрешительной документации, определение соответствия проектной (рабочей) документации требованиям технологических документов, организация устранения выявляемых недостатков;
- получение от Заказчика утверждённой режимной карты ТП;
- проверку выполнения монтажных и ПНР электротехнических устройств, механическому и технологическому оборудованию и другим отдельным узлам, функционирование которых обеспечивает возможность проведения автономной наладки АСУ ТП ТП в целом;

- комплектование рабочих мест контрольно-измерительной аппаратурой, СИ, испытательным оборудованием, приспособлением и инструментом, подготовка их к выполнению работ;
- подготовку оборудования к выполнению ПНР и оформление заключения о готовности оборудования к выполнению ПНР;
- проверку строительной готовности оборудования ТП к первому пуску;
- проверку выполнения заземления оборудования в соответствии с документом «Требования к молниезащите, экранированию и заземлению»;
- проверка напряжения на вводах;

3.3. Подготовка к комплексной наладке

3.3.1. Подготовка к комплексной наладке осуществляется только после окончания автономной наладки и должна предусматривать выполнение следующих работ:

- получение документов от Заказчика по организации комплексной наладки оборудования (при необходимости);
- обеспечение рабочих мест по организации и выполнению работ;
- подготовку перечня контрольно-измерительной аппаратуры, испытательного оборудования, приспособлений и инструмента, необходимых для выполнения ПНР и режимно-наладочных работ.

4. Проводимые действия и определяемые показатели

4.1. В ходе выполнения ПНР проводится:

- проверка соответствия состава оборудования проектной (рабочей) документации;
- проверка соответствия подключения оборудования проектной (рабочей) документации;
- проверка работы:
 - регулирующей, запорно-регулирующей и запорной арматуры (в случае, если входит в объём работ);
 - шкафов (щитов) питания (в случае, если входит в объём работ);
 - источников бесперебойного питания (при наличии);
- проверка работы оборудования согласно проектной (рабочей) документации;
- проверка работоспособности алгоритмов управления и регулирования прикладного ПО;
- проверка каналов связи с оборудованием;
- проверка работы оборудования при комплексной наладке;
- корректировка проектной (рабочей) документации по результатам ПНР оборудования (в случае выявления недостатков);
- сдача в эксплуатацию.

5. Режимы ПНР

5.1. Оборудование проверяется в собранном состоянии с выполненными подключениями к технологическому оборудованию, устройствам, блокам и электроустановочным изделиям согласно электрической схеме, после окончания строительного-монтажных работ.

5.2. ПНР оборудования АСУ ТП ТП подразделяются на 2 (два) этапа:

- автономная наладка оборудования в соответствии с приложением 1 к настоящей Программе;
- комплексная наладка оборудования в соответствии с приложением 2 к настоящей Программе.

5.3. Все работы в период выполнения ПНР проводятся пуско-наладочной организацией в присутствии представителя Заказчика.

5.4. Оформление актов, протоколов и иной промежуточной документации, а также результатов выполнения ПНР оборудования АСУ ТП ТП проводятся комиссией с участием

ответственных представителей монтажной, пуско-наладочной организаций и организации Заказчика.

6. Состав оборудования

6.1. К ПНР предъявляется оборудование, отнесённое проектной (рабочей) документацией к оборудованию системы автоматизации и диспетчеризации ТП аб. № _____, расположенного по адресу: _____.

7. Оформление результатов

7.1. При отрицательных результатах автономной наладки пуско-наладочной и монтажной организациями, при участии ответственного представителя Заказчика, составляется акт о прекращении пуско-наладочных работ до устранения замечаний, выявленных в ходе автономной наладки.

7.2. При положительных результатах автономной наладки пуско-наладочная организация приступает к комплексной наладке оборудования.

7.3. При положительных результатах комплексной наладки оборудования составляется протокол проведения ПНР по форме Приложения 3 к настоящей Программе.

8. Глоссарий

АС – автоматизированная система;

ВУ – верхний уровень системы диспетчеризации ПАО «МОЭК»

ГВС – горячее водоснабжение;

ИБП – источник бесперебойного питания;

ПНР – пуско-наладочные работы;

ПО – программное обеспечение;

ПОТ ЭЭ – Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;

ППБ – Правила пожарной безопасности;

ППН – плановое переключение насосов;

ПТБ – Правила по технике безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей;

ПТК – программно-технический комплекс;

ПТЭ ТЭ – Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок;

ПТЭ ЭП – Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;

ПУЭ – Правила устройства электроустановок;

УСПД – устройство связи и передачи данных;

УУТЭ – узел учёта тепловой энергии;

ХВС – холодное водоснабжение;

ЦО – центральное отопление;

ЗРА – запорно регулирующая арматура;

ТП – тепловой пункт

Автономная наладка оборудования системы автоматизации и диспетчеризации ТП

1. Настройка уставок срабатывания дискретных датчиков.
2. Проверка показаний датчиков температуры и давления. Проверка выполняется только при соответствующих требованиях заводов-изготовителей датчиков температуры и давления.
3. Проверка работы регулирующей, запорно-регулирующей и запорной арматуры систем ТП, в соответствии с проектной (рабочей) документацией. Проверка выполняется только в случае их замены (установки).
4. Проверка настроек алгоритмов регуляторов (коэффициентов регулирования) регулирующей и запорно-регулирующей арматуры, указанной в проектной (рабочей) документации. Корректировка настроек алгоритмов регуляторов.
5. Настройка режимов (выбор основного насоса, время ППН, время ожидания перепада давлений, количество рестартов насосов, переключение по наработке и т.д.) групп насосов в соответствии с проектной (рабочей) документацией. Проверка выбранных режимов работы насосов.
6. Настройка и последующая проверка срабатывания верхних и нижних предупредительных, и верхних и нижних аварийных уставок температуры, давления, расхода и др. технологических параметров (в т. ч. временных) в соответствии с проектной (рабочей) документацией.
7. Включение в работу системы автоматизации технологического оборудования в системах ТП в соответствии с проектной (рабочей) документацией.
8. Настройка обмена данными системы автоматизации и диспетчеризации ТП с УУТЭ и другими приборами и устройствами, подключёнными к системе, данные от которых требуется передавать в АС «Диспетчеризация» ПАО «МОЭК», в соответствии с проектной (рабочей) документацией.
9. Настройка средств связи, проверка уровня сигнала сотовой связи на соответствие проектной (рабочей) документации, вывод данных в ОРС-серверы (HDA, DA), установка связи.
10. Проверка передачи данных и достоверности полученных значений от температурных датчиков, датчиков избыточного давления, дискретных датчиков и сигналов, УУТЭ и др. приборов, в т.ч. аварийных сообщений, мгновенных и архивных параметров ТП, указанных в проектной (рабочей) документации. Сравнение полученных данных в АС «Диспетчеризация» с действительными значениями приборов, установленных в ТП (для УУТЭ – построение теплового отчёта).

**Комплексная наладка оборудования
системы автоматизации и диспетчеризации ТП**

1. Проверка наличия цепи между заземлителями и заземлёнными элементами с оформлением соответствующего протокола.
2. Замер полного сопротивления цепи «фаза-нуль» токоприёмника с оформлением соответствующего протокола.
3. Измерение сопротивления изоляции мегомметром кабельных и других линий напряжением до 1 кВ, предназначенных для передачи электроэнергии к распределительным устройствам, щитам, шкафам и коммутационным аппаратам с оформлением соответствующего протокола.
4. Испытания вторичных цепей (цепи вторичной коммутации) с оформлением соответствующего протокола.
5. Включение в работу всех систем автоматизации и диспетчеризации ТП в соответствии с проектной (рабочей) документацией.
6. Проверка функционально-группового управления ТП:
 - включение в работу и последующее отключение ТП с кнопки на панели оператора;
 - автоматический запуск ТП после восстановления напряжения питания на обоих вводах в ТП;
7. Проверка работы ПТК от ИБП.
8. Оформление результатов выполнения ПНР в соответствии с Приложением 3 к настоящей Программе.

ПРОТОКОЛ
испытаний системы автоматизации и диспетчеризации ТП

Настоящий протокол испытаний соответствует РД 34.35.412-88 и заполняется для оформления результатов выполнения пуско-наладочных работ.

Настоящий протокол является типовым и должен соответствовать проектной (рабочей) документации.

Тепловой пункт аб. № _____ по адресу г.Москва, _____,
«_» _____ 20__ г.

1. Испытаниям подвергнуты системы _____
(наименование систем и технологического
_____ объекта управления)

2. Испытания проведены с целью определения готовности систем к _____
эксплуатации. _____ (опытной, промышленной)

3. Испытания проводили члены специализированной приёмочной комиссии по комплексной
замене системы автоматизации и диспетчеризации ТП:

представитель заказчика от участка КИПиА _____
(фамилия, инициалы,

_____ должность, предприятие)
представитель заказчика от отдела КИПиА Филиала _____
(фамилия, инициалы,

_____ должность, филиал)
представитель пуско-наладочной организации _____
(наименование организации,

_____ должность, фамилия, инициалы)
4. Испытания проводились с _____ 20__ г. по _____ 20__ г.

5. Испытания проводились в соответствии с пп. _____

(наименование программы испытаний, дата утверждения,

_____ должность, фамилия, инициалы утвердившего лица)
6. В процессе наблюдения за правильностью функционирования систем установлено:

_____ (значения показателей, характеризующие работоспособность
_____ систем)

7. В процессе испытаний _____

(наблюдались или не наблюдались)

отказы систем, аварийные ситуации, отключения системы и др.

8. В процессе испытаний систем корректировка настроек _____
(не проводилась или проводилась)

_____ (причина корректировки настроек)
в техническую документацию _____
(не внесены изменения, внесены

изменения, их характер)

_____ (наименование документов и его пунктов, куда внесены

изменения)

9. Зафиксированы значения показаний датчиков давления и температуры, приведены в Таблице 1.

Таблица 1

Наименование параметра	Измеренное значение сигнала, мА *	Значение в градуировочной таблице, мА	Результат, соотв./несоотв.
-			
-			

* - измерено прибором _____
(наименование, марка, заводской номер, дата очередной поверки)

10. Настройки ПИД-регуляторов систем ЦО, вентиляции, ГВС, ХВС, дренажа и т.д. (коэффициенты регулирования K_p , K_i , T_d , ШИМ, ВИМ и т.д. приведены в Таблице 2).

Таблица 2

Наименование регулятора						

Приложение 2 к
Техническим требованиям на
автоматизированную систему
управления технологическими
процессами тепловых пунктов
ПАО «МОЭК»

ПРОГРАММА

обучения по эксплуатации автоматизированной системы управления технологическими
процессами тепловых пунктов ПАО «МОЭК»

Разработал:

_____/_____/

Согласовано:

_____/_____/

1. Общие положения

- 1.1. Настоящая программа определяет объём и порядок проведения обучения эксплуатационного персонала структурных подразделений ПАО «МОЭК» (далее – ЭП), участвующих в эксплуатации и проведении технического обслуживания тепловых пунктов ПАО «МОЭК» (далее – ТП).
- 1.2. Настоящая программа разработана в соответствии с Руководством по эксплуатации АСУ ТП ТП, Руководством по эксплуатации контроллера, технической документацией на шкафы автоматизации и диспетчеризации ТП ПАО «МОЭК».
- 1.3. До даты проведения обучения должны быть завершены все необходимые пусконаладочные работы систем автоматизации и диспетчеризации теплового пункта, на котором проводится обучение.
- 1.4. Цель обучения: ознакомление ЭП с конструкцией шкафов АСУ ТП ТП, интерфейсу панели оператора, действиям персонала в различных ситуациях.

2. Порядок проведения обучения

- 2.1. Обучение ЭП проводится на работающем ТП.
- 2.2. Обучение проводится индивидуально на каждом типе ТП, на которых производится внедрение АСУ ТП ТП.
- 2.3. Адреса ТП, на которых будет проводиться обучение, дата и время определяются ответственными исполнителями структурных подразделений ПАО «МОЭК» по согласованию с курирующим подразделением Аппарата управления ПАО «МОЭК».
- 2.4. В день проведения обучения ЭП, который должен пройти обучение, направляется на согласованный перечень объектов.

3. Условия проведения обучения

- 3.1. Для проведения обучения по эксплуатации АСУ ТП ТП должны быть соблюдены следующие условия:
 - закончен монтаж и предъявлено смонтированное оборудование, укомплектованное в соответствии с проектной (рабочей) документацией системным, прикладным ПО, модулями, устройствами и другим оборудованием, входящим в состав АСУ ТП ТП;
 - выполнены пусконаладочные работы на оборудовании систем автоматизации и диспетчеризации ТП;Обучение должно быть проведено не менее чем за 3 (три) рабочих дня до даты приёмки выполненных работ.

4. Перечень основных вопросов

- 4.1. Вводная часть
 - 4.1.1. Состав и структура АСУ ТП ТП.
- 4.2. Интерфейс панели оператора для каждого типа ТП.
 - 4.2.1. Структура графического интерфейса.
 - 4.2.2. Отображение и настройка аналоговых параметров.
 - 4.2.3. Настройка параметров регулирующих клапанов.
 - 4.2.4. Настройка параметров АВР насосных групп.
 - 4.2.5. Настройка параметров функционально-группового управления ЦТП.
 - 4.2.6. Цветовая сигнализация. Табло сигнализации.
 - 4.2.7. Работа с архивом.
- 4.3. Диагностика неисправностей.
 - 4.3.1. Диагностика неисправностей аппаратных средств.
 - 4.3.2. Отображение и сигнализация на панели оператора.
- 4.4. Указанный перечень вопросов при необходимости может быть дополнен.

5. Оформление обучения

- 5.1. Обучение по эксплуатации АСУ ТП ТП оформляется протоколом проведения обучения специалистов по АСУ ТП ТП по форме приложения к настоящей программе. Протокол обучения подписывается ответственным представителем Заказчика.

Приложение
к Программе обучения по
эксплуатации ПТК для
тепловых пунктов
ПАО «МОЭК»

ПРОТОКОЛ
обучения по эксплуатации автоматизированной системы управления технологическими процессами
тепловых пунктов ПАО «МОЭК»

Обучение сотрудников Предприятия №__ Филиала №__ ПАО «МОЭК» проведено специалистами _____ в соответствии с Руководством по эксплуатации автоматизированной системы управления технологическими процессами тепловых пунктов, Руководством по эксплуатации контроллера, технической документацией на шкафы автоматики, заводскими инструкциями. Сотрудники Предприятия №__ Филиала №__ ПАО «МОЭК» прослушали теоретический курс и выполнили практические работы

Список сотрудников, прослушавших теоретический курс и выполнивших практические работы:

№	Ф.И.О.	Должность	Подпись
1			
2			
3			
4			
5			
6			

Ответственный представитель
Заказчика:

Пусконаладочная организация:

(должность, подпись, расшифровка подписи)

(должность, подпись, расшифровка подписи)