ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҰЛТТЫҚ ЭКОНОМИКА МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС, ТҰРҒЫН ҮЙ- КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ
ІСТЕРІ ЖӘНЕ ЖЕР РЕСУРСТАРЫН БАСҚАРУ
КОМИТЕТІ «ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ» ШАРУАШЫЛЫҚ
ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ
(«МЕМСАРАПТАМА» РМК)
СОЛТҮСТІК ҚАЗАҚСТАН ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

МЕМСАРАПТАМА
ГОСЭКСПЕРТИЗА

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО
ВЕДЕНИЯ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ» (РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА»)
КОМИТЕТА ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА,
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
И УПРАВЛЕНИЯ ЗЕМЕЛЬНЫМИ РЕСУРСАМИ
МИНИСТЕРСТВА НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО СЕВЕРО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Бекітемін
«Мемсараптама» РМК-ның Солтүстік
Қазақстан облысы бойынша филиалы
директоры

..... Д.С. Рахимов

«СҚО № 1 ст. турбоагрегатын ауыстырумен
Петропавл ЖЭО-2 реконструкциялау»
жұмыс жобасы бойынша

2015 жылғы 30 наурыздағы №17-0031/15

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«Севказэнерго» АҚ
Петропавл қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Институт «КазНИПИЭнергопром» АҚ
Алматы қаласы

ЖОБАЛАУШЫ:
Ғылыми-өндірістік фирма «Севказэнергопром» ЖШС
Павлодар қаласы

Петропавл қаласы

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ҰЛТТЫҚ ЭКОНОМИКА МИНИСТРЛІГІ
ҚҰРЫЛЫС, ТҰРҒЫН ҮЙ- КОММУНАЛДЫҚ ШАРУАШЫЛЫҚ
ІСТЕРІ ЖӘНЕ ЖЕР РЕСУРСТАРЫН БАСҚАРУ
КОМИТЕТІ «ЖОБАЛАРДЫ МЕМЛЕКЕТТІК
ВЕДОМСТВОДАН ТЫС САРАПТАУ» ШАРУАШЫЛЫҚ
ЖҮРГІЗУ ҚҰҚЫҒЫНДАҒЫ РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК КӘСІПОРНЫНЫҢ
(«МЕМСАРАПТАМА» РМК)
СОЛТҮСТІК ҚАЗАҚСТАН ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ФИЛИАЛЫ

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ФИЛИАЛ РЕСПУБЛИКАНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО
ПРЕДПРИЯТИЯ НА ПРАВЕ ХОЗЯЙСТВЕННОГО
ВЕДЕНИЯ «ГОСУДАРСТВЕННАЯ ВНЕВЕДОМСТВЕННАЯ
ЭКСПЕРТИЗА ПРОЕКТОВ» (РГП «ГОСЭКСПЕРТИЗА»)
КОМИТЕТА ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА,
ЖИЛИЩНО-КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА
И УПРАВЛЕНИЯ ЗЕМЕЛЬНЫМИ РЕСУРСАМИ
МИНИСТЕРСТВА НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
ПО СЕВЕРО-КАЗАХСТАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Утверждаю
Директор филиала РГП «Госэкспертиза»
по Северо-Казахстанской области

..... Д.С. Рахимов

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№17-0031/15 от 30 марта 2015 года

по рабочему проекту
**«Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2
с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО»**

ЗАКАЗЧИК:
АО «Севказэнерго»
г. Петропавловск

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
АО «Институт «КазНИПИЭнергопром»
г. Алматы

ПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО научно-производственная фирма
«Севказэнергопром»
г.Павлодар

г. Петропавловск

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором №16 от 20 февраля 2015 года, заключенным между Филиалом РГП «Госэкспертиза» по СКО и АО «Севказэнерго», на основании письма заказчика №18-10/773 от 13 февраля 2015 года, на проведение государственной экспертизы по рабочему проекту «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО».

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Севказэнерго», г. Петропавловск

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: АО «Институт «КазНИПИЭнергопром», г. Алматы (государственная генеральная лицензия ГСЛ № 000291 от 07 апреля 1995 года, выданная Комитетом по делам строительства МИНТ РК, проектная деятельность - I категория, переоформленная от 1 октября 2012 года).

ПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО Научно-производственная фирма «Севказэнергопром», г.Павлодар (государственная лицензия ГСЛ №13004232 от 13 марта 2013 года, проектная деятельность - I категория, дата выдачи приложения к лицензии 13 марта 2013 года).

ГИП - Скопин С.В. (приказ №14-А от 18 апреля 2013 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: частные инвестиции (собственные средства АО «Севказэнерго»)

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на разработку рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО», утвержденное председателем правления АО «Севказэнерго» в 2013 году;

дополнение к техническому заданию на проектирование, утвержденное председателем правления АО «Севказэнерго» в 2014 году;

дополнительное техническое задание на реконструкцию электрической части генератора ст.№1 типа ТВ-60-2 и трансформатора связи 1Т, утвержденное председателем правления АО «Севказэнерго» в 2013 году;

дополнительное техническое задание №2 на замену питательных насосов №1 и №2; установку узлов учета на цирководоводах, утвержденное председателем правления АО «Севказэнерго» в 2013 году;

дополнительное техническое задание №3 к разработке рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО», утвержденное председателем правления АО «Севказэнерго» в 2014 году;

дополнительное техническое задание №4 к разработке рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО», утвержденное председателем правления АО «Севказэнерго» в 2014 году;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного землепользования (аренды) №2892 от 22 мая 2014 года (кадастровый №15-234-010-3404), выданный Северо-Казахстанским филиалом РГП «НПЦзем»;

архитектурно-планировочное задание №16.3.1-12/1091 от 16 сентября 2014 года, утвержденное руководителем ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства г.Петропавловска»;

письмо АО «Севказэнерго» №18-10/249 от 20 января 2015 года о проведении экспертизы РП «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО» без рассмотрения сметной документации;

письмо АО «Севказэнерго» №18-10/773 от 13 февраля 2015 года об изменении наименования РП «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО»;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

письмо РГП «Госэкспертиза» №01-02-08-04/0493 от 04 февраля 2015 года о проведении экспертизы в филиале РГП «Госэкспертиза» по Северо-Казахстанской области;

письмо АО «Севказэнерго» №18-10/248 от 20 января 2015 года о сроках строительства;

протокол совещания по техническим вопросам поставки турбин К-63-90 и Т-80/100-8,8 для Петропавловской ТЭЦ-2 от 15 августа 2012 года, г.Екатеринбург;

протокол совещания о согласовании технических решений по турбоустановке К-63-8,8 ст.№1 Петропавловской ТЭЦ-2 от 07-08 августа 2013 года, г.Екатеринбург;

протокол совместного совещания по вопросам проектирования объектов АО «Севказэнерго» и АО «Павлодарэнерго» от 31 октября 2013 года, г.Алматы;

протокол №59 АО «Севказэнерго» технического совещания по вопросу проектирования ТА ст. №1 от 13 мая 2013 года;

протокол совещания по вопросам проектирования объектов АО «Севказэнерго» от 05 августа 2013 года;

письмо АО «Севказэнерго» №29-32/178 от 10 января 2014 года по выбору производителя электрооборудования для модернизации генератора ст. №1;

письмо АО «Севказэнерго» №18-10/1067 от 25 февраля 2014 года о принятии решения об установке нового турбогенератора ТФ-63-2УЗ производства ППО «ЭЛСИБ»;

письмо АО «Севказэнерго» №29-32/2724 от 10 июня 2014 года согласование применения ГРУ-10кВ 1 системы шин разъединителей «MERSEN»;

письмо АО «Севказэнерго» №26-18/4723 от 24 октября 2013 года согласование ультразвуковых расходомеров для коммерческого учета расходы циркуляционной воды на подводящих общестанционных водоводах Ду 1000мм;

отчет о техническом состоянии строительных конструкций фундамента турбоагрегата ст.№1 Петропавловской ТЭЦ-2, выполненный ТОО «Фирма Казэнергоналадка»;

технический отчет инженерно-геологических изысканий №1256.РП.1582, выполненный АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» в 2013 году.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

заключение государственной экологической экспертизы №05-4-03/2225 от 26 декабря 2014 года по материалам оценки воздействия на окружающую среду к рабочему проекту «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО», выданное РГУ «Департамент экологии по Северо-Казахстанской области Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефетегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан;

санитарно-эпидемиологическое заключение №1500.Ш.KZ89VBS00000278 от 21 ноября 2014 года по проекту «Оценка воздействия на окружающую среду» к рабочему проекту «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО», выданное РГУ «Департамент по защите прав потребителей Северо-Казахстанской области»;

заключение по рабочему проекту «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО» от 2015 года АО «Севказэнерго»;

экспертное заключение по промышленной безопасности № 16-24/38ПБ от 27 ноября 2014 года, выданное АО «Институт развития электроэнергетики и энергосбережения (Казахэнергоэкспертиза);

заключение экспертизы энергосбережения и повышения энергоэффективности рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО», утвержденное директором Павлодарского представительства ТОО «Эл-Нур-Севис» 27 ноября 2014 года;

заключение о техническом состоянии нижней плиты фундамента турбоагрегата ст.№1 Петропавловской ТЭЦ-2 (дополнение к техотчету инв. №3066-КЭН), выполненное ТОО «Фирма Казэнергоналадка»;

письмо ГУ «Департамент комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан по СКО» №25-20-15-ЮЛ-Б-6 от 06 января 2015 года о согласовании рабочего проекта.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу:

книга 1. Паспорт проекта;

книга 2. Общая пояснительная записка;

книга 3. Чертежи;

том 3.1. Генеральный план и транспорт. Тепломеханическая, электротехническая, гидротехническая и КИПиА части;

том 3.2. Архитектурно-строительная часть;

книга 4. Охрана окружающей среды;

книга 5. Проект организации строительства;

отчёт об инженерно-геологических изысканиях (1256.РП.1582), выполненный АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» г. Алматы в 2013 году.

5.4 Цель и назначение объекта строительства:

Целью разработки рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст.№1» является:

необходимость сохранения действующего энергоисточника, повышения мощности и эффективности его работы с оптимальными затратами и сроками реализации;

обновление физически изношенного, морально устаревшего и отработавшего ресурс оборудования, с требованиями по обеспечению технической и экологической безопасности ТЭЦ-2;

увеличение установленной электрической мощности ТЭЦ-2 для поставки вырабатываемой электроэнергии на региональный / оптовый рынки электроэнергии.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства:

Промплощадка действующей Петропавловской ТЭЦ-2 расположена в Северо-Восточном промышленном районе г. Петропавловска Республики Казахстан и находится в 2,5 км от жилой застройки города.

ТЭЦ-2 АО «Севазэнерго» является практически единственным источником теплоснабжения потребителей города и обеспечивает энергоснабжение города Петропавловска и Северо-Казахстанского энергоузла.

Площадка ТЭЦ-2 в плане имеет форму многоугольника и ограничена с запада и юга – территориями соседних предприятий, с севера и востока – коридорами ЛЭП и эстакадами трубопроводов, габариты площадки в плане 1490 х 560м.

Существующий подъездной железнодорожный путь ТЭЦ примыкает к станции «Объединенная» (АО «НК Казахстан темир жолы»), которая в свою очередь имеет выход на узловую станцию «Петропавловск-Сортировочный».

Длина подъездного пути составляет 1,3км.

Существующая сеть внешних автодорог полностью обеспечивает доставку грузов и персонала на ТЭЦ-2.

На территории ТЭЦ-2 имеется два автомобильных въезда.

Основным источником технического водоснабжения ТЭЦ-2 является река Ишим с водозабором на Петропавловском водохранилище, расположенном от площадки станции на расстоянии 4,5км.

В качестве резервного источника технического водоснабжения, используется вода из оборотной системы технического водоснабжения с водохранилищем – охладителем оз. Белое.

Вода питьевого качества на станции используется для хозяйственно-бытовых нужд и пожаротушения. Источником хозпитьевого водоснабжения являются одноименные сети г. Петропавловска.

В состав сооружений ТЭЦ также входят: золоотвалы №2-3, водохранилище - охладитель, трассы золошлакопроводов, подъездные и эксплуатационные автодороги.

Система золошлакоудаления – оборотная гидравлическая местная со складированием на действующих золоотвалах №2,3 расположенных восточнее промплощадки на расстоянии до 16км.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Золоотвалы №1 и №2 отработаны и законсервированы. Действующий золоотвал №3 расположен на болотистой местности в районе озера Широкое в 16,8 км от площадки ТЭЦ-2.

Водохранилище-охладитель (оз. Белое) расположено восточнее промплощадки на расстоянии 3,5км.

Линии электропередач всех напряжений выходят с ТЭЦ в северном направлении с последующим распределением на восток, север, запад и юг.

Ситуационная схема приведена в Приложении А (информационном).

Природно-климатические условия района строительства

Рабочий проект разработан для участка строительства со следующими природно-климатическими условиями:

Климатический район строительства – 1, подрайон – 1В.

Средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 36°С.

Вес снегового покрова – 0,7 кПа.

Скоростной напор ветра – 0,3 кПа.

Нормативная глубина промерзания – 1,94 м.

Господствующее направление ветров – юго-западное.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно отчёту об инженерно-геологических изысканиях (1256.РП.1582), выполненному АО «Институт «КазНИПИЭнергопром» г. Алматы в 2013 году, площадка строительства сложена следующим напластованием грунта (сверху-вниз):

ИГЭ-1. Насыпной грунт (обратная засыпка фундамента) представлен суглинком и глиной с включением обломков кирпича, бетона и щебня. Мощность слоя 4,10÷4,30 м, абсолютные отметки подошвы слоя 132,30÷132,63 м.

ИГЭ-2. Суглинок четвертичного возраста, светло-коричневого цвета, мягкопластичной консистенции, с прослойками мелкого песка насыщенного водой. Мощность слоя 1,20÷1,60 м. Абсолютные отметки подошвы слоя 131,03÷131,10 м.

ИГЭ-3. Глина неогенового возраста, серовато-коричневого цвета, полутвердой и тугопластичной консистенции, комковатая, с прослойками гравелистого песка и включением карбонатных стяжений в виде гнездообразных скоплений и окатышей (преобладающий размер 1,5÷3,0 см). Максимальная вскрытая мощность слоя 6,30 м.

Подземные воды на исследуемом участке вскрыты на глубине 3,10÷3,30 м, что соответствует абсолютным отметкам 133,43÷133,50 м. Амплитуда сезонного колебания уровня 0,80 м. Техногенного повышения уровня подземных вод не ожидается. Водоносный горизонт приурочен к нижнечетвертичным суглинкам. Водоупором служат неогеновые глины. Основное питание подземных вод осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков.

Суглинок характеризуется следующими нормативными значениями физических свойств:

Плотность 2,00 г/см^3, $C^н$= 27 кПа, $\varphi^н$ =20^0, $E^н$=17 МПа.

Глина характеризуется следующими нормативными значениями физических свойств:

Плотность 1,80 г/см^3, $C^н$= 38 кПа, $\varphi^н$=14^0, $E^н$=7 МПа.

Подземные воды не проявляют агрессивного воздействия по содержанию сульфатов к бетонам марки W4 по водонепроницаемости на обычном портландцементе.

По содержанию хлоридов степень агрессивного воздействия подземных вод на арматуру железобетонных конструкций при постоянном погружении отсутствует, при периодическом смачивании - средняя. Содержание хлоридов в пересчете на ионы CL не превышает 766 мг/л.

Коррозионная агрессивность подземных вод к свинцовым оболочкам кабеля - средней степени, а к алюминиевым - высокая.

Под действием техногенных факторов химический состав и агрессивность подземных вод изменяется и, чаще всего, ослабляется агрессивное воздействие к бетону.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

На исследуемой территории, в верхней части литосферы, в пределах которой осуществляется инженерно-строительная деятельность, отмечены следующие геологические процессы, влияющие на условия проектирования и строительства, а также на эксплуатацию инженерных сооружений:

подтопление исследуемых участков территорий. Со временем возможно дальнейшее незначительное повышение уровня подземных вод вследствие близкого расположения локального водоупора (неогеновых глин), инфильтрации утечек из водонесущих коммуникаций и водоемов, барражный эффект подземными сооружениями или свайными основаниями (полями), подпор подземных вод в период паводка на р. Ишим;

тиксотропность суглинка возможна в результате динамических или вибрационных воздействий. Вследствие отдачи поровой воды, грунт резко кратковременно теряет устойчивость (ухудшает строительные несущие свойства). В дальнейшем произойдет самоуплотнение и стабилизация грунта с восстановлением первоначальных прочностных характеристик.

пучинистость суглинков. Глинистые грунты в зоне сезонного промерзания проявляют пучинистые свойства, в следствие чего должны быть предусмотрены мероприятия, не допускающие промораживания глинистых грунтов в период строительства.

Территория г. Петропавловска по СНиП РК 2.03-30-2006 не относится к сейсмическим районам.

Опасных геологических процессов, требующих проектирования инженерной защиты территории или зданий и сооружений по требованиям МСН 2.03-02-2002, не выявлено.

Существующее состояние ТЭЦ-2

Петропавловская ТЭЦ-2 обеспечивает теплом жилищно-коммунальный сектор Северо-Восточного, Северного, Центрального и Южного районов города (жилая застройка находится на расстоянии 1350м в западном и 2500м в юго-западном и северо-восточном направлениях от ТЭЦ, а также отпускает пар на технологические нужды. Станция обеспечивает также электроснабжение города и области, а также передает электроэнергию в объединенную энергосистему.

Строительство Петропавловской ТЭЦ-2 осуществлялось в четыре очереди (введена в эксплуатацию в 1961 году). Основное оборудование устанавливалось в следующей последовательности:

1 очередь – котлы ст.№1 типа ТП-46, ст.№2, 3, 4, 5 типа ТП-46А; турбины ст.№1 типа К-50-90-3 ЛМЗ, ст.№2, 3 типа ПТ-60-90/13 ЛМЗ;

2 очередь – котлы ст.№6, 7 производства ЧССР, котлы ст.№8÷11 типа БКЗ-220-100Ф; турбины ст.№4, 5 типа К-50-90 "Шкода", ЧССР, ст. №6,7 типа К-100-90-6 ЛМЗ;

3 очередь – котел ст. №12 типа БКЗ-220-100-4; мазутные пиковые водогрейные котлы ст.№1, 2 типа КВГМ-100; реконструкция турбин ст.№6,7 типа К-100-90-6 в Т-76-90/2,3 с организацией теплофикационных отборов (в 1972 и 1976 гг. соответственно). Позднее, дополнительно были проведены работы по установке пикового водогрейного котла ст.№3 типа КВГМ-100, реконструкции турбины ст.№5 типа К-50-90 в Р-33-90/2,3 с организацией противодавления (в 1977г.), а также по замене котлов ст.№6, 7 (ввиду их неработоспособности) на БКЗ-220-100-4 (в настоящее время котлоагрегаты ст.№6, 7 реконструированы в Е-270-9,8-540 (БКЗ));

4 очередь – пиковый водогрейный котел ст.№4 типа КВГМ-100; реконструкция турбины ст.№1 типа К-50-90-3 в Т-42-90/1,2 с организацией теплофикационного отбора (в 1987г.), реконструкция турбины ст.№4 типа К-50-90 в Р-33-90/2,3 с организацией противодавления (в 1985г.).

В дальнейшем пиковые мазутные водогрейные котлы типа КВГМ-100 ст.№1÷4 (введенные в эксплуатацию в 1983÷1985гг.) были выведены из эксплуатации в связи с отсутствием тепловых нагрузок и нерентабельностью восстановления и демонтированы.

Котел ст.№8 типа БКЗ-220-100Ф был выведен из эксплуатации в связи с выработкой паркового ресурса и аварийным состоянием поверхностей нагрева и демонтирован в январе 2004 года. В настоящее время закончены работы по установке на месте демонтиро-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ванного котла нового котлоагрегата типа Е-270-9,8-540КТ. В 2014г запланирован ввод его в эксплуатацию.

Установленная мощность ТЭЦ-2 ранее составляла (1969÷1971гг.):
электрическая – 470,0 МВт;
тепловая – 328,0 Гкал/ч.
В настоящее время установленная мощность ТЭЦ-2 составляет:
электрическая – 397,0 МВт;
тепловая – 874,8 Гкал/ч.
Максимальные нагрузки ТЭЦ-2 в 2013 году составляли:
электрическая – 362,0 МВт;
тепловая – 660,4 Гкал/ч.

В качестве основного топлива на ТЭЦ используется каменный уголь Экибастузского месторождения марки КСН0-300. Уголь на станцию поступает железнодорожным транспортом. Разгрузка угля осуществляется двумя вагоноопрокидывателями.

Растопочным топливом на ТЭЦ-2 является мазут марки 100.

Существующие энергетические котлоагрегаты – вертикально-водотрубные, однобарабанные, с естественной циркуляцией, однокорпусные, П-образной разомкнутой компоновки. Топочные камеры – с твердым шлакоудалением. Шлакоудаление – механизированное, непрерывное, с помощью шнековых транспортеров и дробилок шлака.

Топочные камеры котлов призматические, открытого типа, экранированы испарительными панелями. Топки оснащены пылеугольными горелками со встроенными мазутными форсунками.

Системы пылеприготовления котлов ст. №1÷5,12 – индивидуальные, каждая с двумя шаровыми барабанными мельницами и промежуточным бункером пыли.

Системы пылеприготовления котлов ст. №9÷11 – индивидуальные, каждая с четырьмя аксиальными молотковыми мельницами и с прямым вдуванием угольной пыли.

Турбоагрегат ст. №1 типа Т-42-90/1,2 (бывший К-50-90-3 ЛМЗ) – одноцилиндровый, с регулируемым теплофикационным отбором пара, конденсационный по данному проекту подлежит замене.

Турбоагрегаты ст. №2 и 3 типа ПТ-60-90/13 двухцилиндровые, с регулируемыми теплофикационными и производственными отборами пара, конденсационные.

Турбоагрегат ст. №5 типа Р-33-90/2,3 (бывший К-50-90 "Шкода", ЧССР) – с противодавлением, в настоящее время демонтирован, находится на реконструкции.

Турбоагрегат ст.№4 заменен на новый типа Т-50/60-8,8 УТЗ, в 2013г введен в эксплуатацию.

Тепловая схема ТЭЦ-2 выполнена с поперечными связями по основным и вспомогательным технологическим трубопроводам.

Главный паропровод (коллектор) ТЭЦ-2 выполнен одинарным секционированным. Секции разделены между собой секционирующей запорной арматурой.

Питательные трубопроводы высокого давления ТЭЦ-2 выполнены двойными.

В качестве исходной воды для подпитки котлов и теплосети используется техническая вода из реки Ишим (от береговой насосной станции), в качестве резерва – вода из озера Белое.

Сырая вода для подпитки котлов подается насосами сырой воды к двум пароводяным подогревателям, после чего направляется на ХВО-1.

Сырая вода для подпитки теплосети подается на ХВО-2 в схеме, которой предусмотрен подогрев воды в двух пароводяных подогревателях.

Восполнение потерь в цикле котлов производится химобессоленной и деминерализованной водой, поступающей из ХВО-1.

Запас подпиточной воды цикла хранится в двух баках запаса пермеата (на ХВО-1) и двух баках резервного конденсата (в котельном цехе).

Химочищенная вода подпитки теплосети поступает из ХВО-2 на подпитку в обратные линии сетевой воды. Деаэрация воды осуществляется в четырех вакуумных деаэраторах установленных на ХВО-2. Здесь же установлены и четыре подпиточных насоса теплосети.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Запас подпиточной воды теплосети хранится в двух аккумуляторных баках.

Аварийная подпитка теплосети осуществляется необработанной технической водой.

Отпуск тепла от ТЭЦ-2 осуществляется с горячей водой по температурному графику 130/70°С по четырем тепломагистралям – "ТПК" (Ду450мм), "Город" (Ду1000мм), "Север" (Ду1000мм), "Северо-восточная промзона" (Ду600мм) и с паром с параметрами 1,2÷1,6МПа, 250°С.

Система горячего водоснабжения потребителей – закрытая.

Максимальный часовой расход пара, отданного потребителям в 2013г., не превышал 5 т/ч, среднечасовой по году – 1,0т/ч. Возврат конденсата отсутствует.

В настоящее время перспективные потребители пара отсутствуют.

Система охлаждения основного и вспомогательного оборудования ТЭЦ-2 выполнена по оборотной схеме с прудом-охладителем - озером Белое и центральной водной насосной станцией.

На нужды системы гидрозолошлакоудаления (ГЗУ), на уплотнение багерных насосов, гидроуборку и пр. подается осветленная вода из золоотвала.

Все неиспользуемые технологические стоки, сбросы и протечки воды направляются в систему ГЗУ.

Очистка дымовых газов на котлах ст.№1,4,7,9,11,12 осуществляется в мокрых золоуловителях (скрубберах) с трубами Вентури. Среднеэксплуатационная степень улавливания золы составляет ≤96,5%. На котлах ст. №2,3,5,6,10 установлены батарейные эмульгаторы II поколения фирмы ООО ОП "Свердловэнергоремонт" со среднеэксплуатационной степенью улавливания золы ≤99,5%.

Система золошлакоудаления станции – гидравлическая. Совместное удаление золы и шлака осуществляется багерными насосами, расположенными в отдельно стоящем здании.

Дымовые газы от всех котлов, пройдя очистку от золы, отводятся в атмосферу через три дымовые трубы высотой 150,0м, с диаметром устья 6,0м:

№1 – пять котлов, ст. №1÷5;
№2 – четыре котла, ст. №6,7,8,9,12;
№3 – два котла, ст. №10,11.

Управление котлоагрегатами осуществляется с групповых щитов (ГрЩУ); турбоагрегатами и вспомогательным оборудованием – с местных щитов управления; турбоагрегат ст.№4 с нового ГрЩУ.

Главный корпус ТЭЦ-2 представляет собой здание с железобетонным каркасом состоящее из турбинного, деаэраторного, бункерного, котельного отделений и, частично, отделения золоуловителей.

Золоулавливающее и дымососное оборудование котлов ст. №8÷11 размещается в отдельно стоящем здании – помещении золоуловителей.

6.2 Проектные решения

В соответствии с заданием на разработку рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст.№1» предусматривается установка турбоагрегата ст.№1 типа К-63-90 производства ЗАО «Уральский турбинный завод» г.Екатеринбург, Россия с турбогенератором типа ТФ-63-2УЗ производства НПО «ЭЛСИБ» ОАО г.Новосибирск, Россия.

Новый турбоагрегат ст.№1 устанавливается на месте действующего в настоящее время турбоагрегата типа Т-42-90/1,2 ЛМЗ.

Кроме того в проекте предусмотрено строительство ГрЩУ т.а. ст. № 1,2,3 и помещений приборов учета ППУ1 и ППУ2.

С реконструкцией турбоагрегата ст. №1 предусмотрена замена питательных электронасосных агрегатов ст. №1,2. Устанавливается насос типа АПЭ-315-150 ст. № 2 с гидромуфтой, и насос типа АПЭ-315-150 ст. №1 – без гидромуфты.

6.2.1 Генеральный план и транспорт

Центральную часть площадки ТЭЦ-2 занимает главный корпус, ориентированный постоянным торцом на восток, временным – на запад.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Со стороны турбинного отделения размещены сооружения электрического хозяйства в составе главного щита управления, ЗРУ-6кВ, ОРУ-35кВ, ОРУ-110кВ, ОРУ-220кВ.

В пристанционном узле расположены циркводоводы и открытая установка трансформаторов.

Со стороны котельного отделения размещены две дымовые трубы, здание золоулавливающих устройств, багерная насосная, мазутное хозяйство, топливное хозяйство, железнодорожная станция ТЭЦ-2, вспомогательные сооружения.

Со стороны постоянного торца главного корпуса размещены служебный и служебно-бытовой корпус, проходная, столовая, химводоочистка с баковым хозяйством.

В северо-восточной части площадки расположены сооружения оборотного технического водоснабжения.

В юго-западной части площадки расположено мазутохозяйство с подземными резервуарами и маслохозяйство, монтажная площадка с козловым краном, площадка кислородной станции.

ХВО подпитки теплосети с баковым хозяйством, склад соли, установка по очистке замасленных и замазученных стоков, материальный склад, подземное мазутохранилище емкостью 5000м^3 и стоянка автомашин расположены на площадке к востоку от проходной. Площадку ХВО теплосети и основную площадку ТЭЦ-2 разделяет ул. Я.Гашека.

На площадке ТЭЦ-2 имеется разветвленная сеть автомобильных и железных дорог, обеспечивающая подъезд к объектам ТЭЦ-2 и фронтам разгрузки вагонов.

Рельеф площадки спокойный с незначительным понижением в восточную сторону.

На территории предприятия кроме реконструкции главного корпуса и пути перекатки трансформаторов ОРУ-110 кВ предусмотрено строительство следующих зданий и сооружений: ГрЩУ т.а. ст. № 1,2,3; помещения приборов учета ППУ1 и помещения приборов учета ППУ2.

Здание ГрЩУ расположено вдоль ряда «А» главного корпуса в осях «12-152».

Помещения приборов учета ППУ1 и ППУ2 запроектированы между главным корпусом и зданием ГЩУ в местах прохода циркводоводов.

На территории ОРУ-110кВ часть элементов пути перекатки трансформаторов демонтируется и на их месте запроектированы новые участки пути перекатки.

К проектируемому зданию ГрЩУ подведена автодорога и выполнена площадка с асфальтобетонным покрытием, к сооружениям ППУ1 и ППУ2 предусмотрены асфальтобетонные пешеходные дорожки.

Размещение зданий и сооружений на площадке выполнено с учетом технологического зонирования и соблюдения санитарных и противопожарных норм.

Инженерные сети на площадке к проектируемым зданиям и сооружениям не предусматриваются.

Вся территория ТЭЦ-2 ограждена по периметру железобетонной оградой высотой 2,5м.

Железнодорожный транспорт

Основным видом топлива для ПТЭЦ-2 АО «Севказэнерго» является Экибастузский уголь. Доставка угля осуществляется железнодорожным транспортом. Растопочным топливом является мазут марки М-100.

Существующий подъездной железнодорожный путь ТЭЦ примыкает к станции «Объединенная» (АО «НК Казахстан Темир жолы»), которая имеет выход на узловую станцию «Петропавловск-Сортировочный».

Длина подъездного пути составляет 1,3км.

Для обеспечения четкого и бесперебойного процесса работы железнодорожного транспорта на территории ТЭЦ-2 имеется железнодорожная станция, предназначенная для обслуживания ТЭЦ.

Существующая железнодорожная станция имеет два пути надвига и накопления на разгрузустройство с двумя вагоноопрокидывателями; три вытяжных пути; один весовой путь и локомотивное депо.

С заменой турбоагрегата ст. №1 существующая схема станционных железных дорог сохраняется без изменения.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Автомобильные дороги

На территории существующей площадки ТЭЦ имеется два автомобильных въезда: главный в районе проходной, с восточной стороны площадки и запасной, в районе кислородной станции в юго-западной части площадки.

Вновь проектируемая автодорога предусмотрена к зданию ГрЩУ.

Поперечный профиль проезда и площадки принят с обочинами.

Подъезд выполнен с шириной проезжей части 3,5м и двумя обочинами шириной 1м, укрепленными на ширину 0,5м по типу проезжей части с разворотными площадками. Покрытие проездов принято асфальтобетонное.

Отметки покрытия проектируемой автодороги увязаны с отметками существующей автодороги.

Конструкция проезжей части принята облегченной из однослойного среднезернистого асфальтобетона толщиной 6см, на основании из щебня 15см, пропитанного битумом на глубину 8см и гравийно-песчаном подстилающем слое толщиной 20см с уплотнением дорожного корыта на глубину 0,3м.

Водоотвод с автодороги осуществляется по спланированной поверхности на газон.

Основные показатели по проектируемым с т.а. №1 зданиям и сооружениям приведены в таблице №1.

Таблица №1

Основные показатели по генплану

№ пп	Наименование показателей	Един. изм.	Количество
1	2	3	4
1	Площадь под проектируемыми зданиями и сооружениями	$м^2$	235,5
2	Площадь внутриплощадочных автодорог	$м^2$	200,2

6.2.2 Технологические решения

В соответствии с техническим заданием на разработку рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. №1 к установке принят турбоагрегат типа К-63-90 производства ЗАО «Уральский турбинный завод» (УТЗ) г. Екатеринбург, Россия.

Турбоагрегат К-63-90

Согласно техническим условиям (ТУ 3111-58042-15052907-2006 с изменением №1) ЗАО «УТЗ» турбина паровая типа К-63-90 стационарная конденсационная номинальной мощностью 63,5 МВт с одноступенчатым подогревом сетевой воды предназначена для непосредственного привода турбогенератора переменного тока с частотой вращения 50 $с^{-1}$ (3000 об/мин) монтируемого на общем фундаменте с турбиной.

Турбина паровая типа К-63-90 сопрягается с турбогенератором ТФ-63-2У3 с воздушным охлаждением НПО «ЭЛСИБ» ОАО г. Новосибирск, РФ.

Турбина представляет собой одноцилиндровый агрегат, имеет 18 ступеней, Первые 10 дисков откованы заодно с валом, остальные насадные. Насадные диски имеют продольные шпонки, а 14-18 ступеней – торцевые.

Высота рабочих лопаток последней ступени составляет 550 мм.

Турбина имеет сопловое парораспределение. Свежий пар подается к стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам ЧВД турбины. Четыре регулирующих клапана расположены в паровых коробках, приваренных к цилиндру.

Из выхлопного патрубка пар поступает в конденсатор поверхностного типа, присоединяемый к выхлопному патрубку путем приварки на монтаже.

Валопровод турбоагрегата гибкий. Роторы турбины и генератора соединяются жесткой муфтой.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Новая турбина ст. №1 включается в тепловую схему ТЭЦ с выполнением в минимально необходимом объеме реконструкции существующих трубопроводов острого пара, основного конденсата, теплофикационного и производственного отборов, циркуляционной воды и вспомогательных трубопроводов;

механизация ремонтных работ вновь устанавливаемой турбины обеспечивается существующим грузоподъемным оборудованием станции;

управление новой турбиной ст. №1 предусматривается с вынесенного за ряд «А» ГЩУ, совмещенного с турбоагрегатами №2,3;

режим работы ТЭЦ – круглосуточный по тепловому графику с дополнительной выработкой электроэнергии по электрическому графику.

Турбина работает совместно с конденсационной и регенеративной установками, по схеме с поперечными связями и в блочной схеме (блок «котел - турбина»).

При схеме с поперечными связями турбоустановка комплектуется трубопроводом свежего пара с байпасом главной паровой задвижки и промывочным устройством. Пуск турбины осуществляется паром номинальных параметров.

В турбине будет использоваться отбор пара на деаэратор 0,59 МПа (6 кгс/см^2) параллельно с другими турбинами или РОУ.

Таблица №2

Основные технические характеристики турбоагрегата типа К-63-90

№ п/п	Наименование параметра	Единица измерения	Величина	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Номинальная (максимальная) мощность	МВт	63,5	
2.	Свежий пар: давление температура расход	 МПа (кгс/см^2) °С т/ч	 8,8 (90) 535 247,0	
3.	Охлаждающая вода, проходящая через конденсатор: расход номинальный (максимальный) температура на входе в конденсатор	 м^3/ч °С	 8000 20	
4.	Давление в конденсаторе на номинальном режиме (чистые трубы поверхности теплообмена)	кПа (кгс/см^2)	6,2 (0,063)	
5.	Температура питательной воды при номинальном режиме	°С	219	

Турбогенератор типа ТФ-63-2У3 ст.№1, устанавливаемый с турбоагрегатом ст. №1, поставляется НПО «ЭЛСИБ» ОАО г. Новосибирск. Турбогенератор имеет воздушную систему самовентиляции по замкнутому контуру с охлаждением циркулирующего воздуха в воздухоохладителях.

Турбоагрегат ст. №1 типа Т-42-90/1,2 полностью демонтируется со всем вспомогательным оборудованием и трубопроводами, включая общестанционные, расположенными в его ячейке. Демонтируются также относящиеся к нему и не используемые строительные конструкции, электротехнические и прочие сети и системы.

При установке нового турбоагрегата ст. №1 подлежат замене трубопроводы высокого и низкого давления, предназначенные для подключения турбины к существующей тепловой схеме ТЭЦ-2.

Трубопроводы свежего пара и питательной воды заменяются практически полностью до подключения турбоагрегата к существующим общестанционным коллекторам. Подлежит замене общестанционный напорный коллектор от ПЭН ст.№1,2 до ПЭН ст.№3.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Остальные трубопроводы – циркуляционной, охлаждающей и сетевой воды, конденсатов всех назначений, маслопроводов и прочие проектируются в объеме подключения турбоагрегата к существующим общестанционным коммуникациям.

С турбоагрегатом ст. №1 подлежит установке вспомогательное оборудование, включая общестанционное. Вместе с этим оборудованием выполняются технологические трубопроводы и коммуникации для его подключения к общестанционным магистралям и коллекторам.

Сетевая теплофикационная установка СТУ №1, состоящая из двух основных бойлеров вертикального типа, демонтируется.

С реконструкцией турбоагрегата ст. №1 предусмотрена замена питательных электронасосных агрегатов ст. №1,2. Устанавливается насос типа АПЭ-315-150 ст. № 2 с гидромуфтой и насос типа АПЭ-315-150 ст. №1 – без гидромуфты.

Подогрев основного конденсата и питательной воды осуществляется в регенеративной установке.

Максимальный расчетный расход пара в конденсатор на номинальном режиме составляет 179 т/ч (при номинальной температуре охлаждающей воды).

Пуск и нагружение турбины после монтажа, ремонта или длительного простоя производится с дистанционного щита.

Турбина снабжена электрогидравлической системой регулирования и защиты (ЭГСРиЗ).

Компоновка турбоустановки предусматривает размещение турбоагрегата в машинном зале с размерами ячейки турбоустановки 32,0х24,0 м.

Высота фундамента турбоагрегата, считая от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала, составляет 8000 мм. Для размещения оборудования, совместно с которым должна работать турбина, предусмотрены приямки.

Наименьшая высота подъема главного крюка мостового крана, считая от уровня пола машинного зала, для обслуживания турбины составляет 6500 мм.

Система маслоснабжения

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему смазки подшипников, включая подшипники турбогенератора, при давлении после маслоохладителей на уровне оси турбины 0,069-0,078Мпа (0,7-0,8 кгс/см^2), систему регулирования при давлении 1,37 МПа (14 кгс/см^2).

Подача масла в систему маслоснабжения во время работы турбины производится центробежным главным масляным насосом (ГМН), размещенным в корпусе переднего подшипника. Вал насоса жестко соединен с валом турбины.

Масло от ГМН подается в систему регулирования и одновременно к двум последовательно включенным инжекторам.

Инжектор первой ступени (главный инжектор) подает масло из масляного бака к всасывающему патрубку ГМН, создавая необходимый для его работы подпор 0,029 МПа (0,3 кгс/см^2), в камеру инжектора второй ступени (инжектор смазки), который в свою очередь подает масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора.

Для подачи масла в период пуска турбоагрегата предусмотрена установка пускового масляного электронасоса, который используется также при монтаже и ревизиях для испытания гидравлической плотности системы маслоснабжения давлением 2,5 МПа (25,5 кгс/см^2). При использовании насоса в качестве пускового давление масла, подаваемого в систему регулирования и к инжекторам, поддерживается равным 1,08-1,18 МПа (11-12 кгс/см^2).

Снабжение маслом подшипников при останове турбоагрегата обеспечивается резервным насосом, а при аварийном падении давления за главным масляным насосом – либо резервным, либо аварийным насосами, подающими масло в систему смазки до маслоохладителей.

Резервный насос приводится в действие электродвигателем переменного тока, аварийный - электродвигателем постоянного тока, питаемый от аккумуляторной батареи станции.

МЕМСАРАЙТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Резервный и аварийный насосы автоматически включаются в работу при понижении давления масла и, кроме того, могут быть независимо пущены со щита ключами управления.

При дальнейшем аварийном падении масла турбина отключается и подается аварийный сигнал. При этом же давлении размыкается цепь питания электродвигателя валоповоротного устройства, что исключает возможность его работы при отсутствии подачи масла на подшипники турбины.

Система маслоснабжения имеет масляный бак рабочей емкостью V=22 м^3. В баке установлены два ряда рам сдвоенных сетчатых фильтров, для контроля уровня масла в баке предусмотрены механический указатель уровня и дистанционный прибор уровня масла, а также технологические сигналы минимального и максимального уровней масла в баке.

Инжекторы (главный и масляный) размещены в масляном баке.

Для охлаждения масла предусмотрены четыре маслоохладителя, встроенные в масляный бак, конструкция маслоохладителей исключает попадание масла в охлаждающую воду.

Маслопроводы снабжены стальной арматурой, необходимой для нормального обслуживания турбоагрегата. На трубопроводе слива масла из каждого подшипника имеется смотровое окно.

Внешние напорные маслопроводы, находящиеся в зоне горячих поверхностей, заключаются в плотные защитные короба.

Турбогенератор типа ТФ-63-2У3

Турбогенератор типа ТФ-63-2У3 ст.№1, устанавливаемый совместно с турбиной К-63-90, поставляется согласно техническим условиям № 70-064-14 ТУ. Турбогенератор предназначен для выработки электроэнергии в продолжительном режиме работы при непосредственном соединении с паровой турбиной и установке в закрытом помещении.

Турбогенератор работает с воздушной системой самовентиляции по замкнутому контуру с охлаждением циркулирующего воздуха в воздухоохладителях. Циркуляция воздуха в корпусе турбогенератора осуществляется пропеллерными вентиляторами, установленными на валу с двух сторон бочки ротора.

Конденсационная установка

Конденсационная установка в пределах схемы, разрабатываемой УТЗ, включает в себя конденсатор, воздухоудаляющее устройство (основные и пусковой эжекторы), конденсатные насосы, эжекторы циркуляционной системы, эжектор расхолаживания, водяные фильтры и трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсатор предназначен для конденсации поступающего из турбины пара и создания разряжения в её выхлопном патрубке.

Конденсатор рассчитан на работу в системах оборотного и прямоточного водоснабжения на пресной охлаждающей воде.

Основной эжектор (ЭО) предназначен для удаления паровоздушной смеси из конденсатора и использования основной части теплоты этой смеси для подогрева основного конденсата.

Основной эжектор (ЭО) - пароструйный, трехступенчатый с четырьмя охладителями паровоздушной смеси, два из которых составляют первую ступень конденсации пара, третий и четвертый – вторую и третью ступени соответственно.

Пусковой эжектор (ЭП) – пароструйный одноступенчатый, без охладителей, предназначен для быстрого набора вакуума при пуске турбины.

Эжектор циркуляционной системы (ЭЦ) предназначен для облегчения подачи воды и удаления воздуха из циркуляционной системы при её заполнении, для периодического удаления воздуха из циркуляционной системы и верхних точек водяных камер конденсатора по мере его скопления во время работы турбины. В качестве ЭЦ используется пусковой пароструйный эжектор уменьшенной производительности.

Эжектор расхолаживания (ЭР) предназначен для ускорения процесса остывания турбины при остановах, связанных с ремонтом турбины. ЭР – пароструйный одноступенчатый, без охладителей.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Фильтры сетчатые предназначены для дополнительной очистки конденсата перед подачей в приводы обратных клапанов (КОС), а также конденсата и химически очищенной воды перед подачей их в форсунки конденсатора и расширителя.

Фильтры решетчатые предназначены для дополнительной очистки охлаждающей воды перед подачей ее в маслоохладители турбины.

Арматура турбоустановки, предназначенная для работы под вакуумом, должна быть снабжена водяными и другими уплотнениями, предотвращающими присосы воздуха. Для срыва вакуума имеется электрозадвижка, управляемая со щита.

Регенеративная установка

Регенеративная установка в пределах схемы, разрабатываемой УТЗ, обеспечивает подогрев основного конденсата и питательной воды паром, отбираемый от турбины. Она включает в себя охладители основных эжекторов и эжектора уплотнений, три ПНД, сливные насосы, два ПВД, а также трубопроводы с необходимой арматурой. Кроме этого предусматривается использование деаэратора 0,59 МПа.

Подогреватели низкого давления ПНД №1,2 и 3 предназначены для последовательного подогрева основного конденсата перед подачей его в деаэратор.

ПНД вертикальные, поверхностные, состоят из корпуса, съемной водяной камеры и выемной трубной системы из U- образных труб.

Предусмотрен контроль уровня в подогревателях и автоматическое регулирование уровня. Подогреватели рассчитаны по водяной стороне на полное давление конденсатных насосов при работе на закрытую задвижку.

Для всех ПНД предусмотрены резервные линии слива конденсата греющего пара в расширитель конденсата конденсатора.

Для откачки конденсата из ПНД №1 установлено два сливных насоса, которые приводятся в действие электрическими двигателями переменного тока. Подогреватели высокого давления №4 и №5 предназначены для последовательного подогрева питательной воды после деаэратора. ПВД вертикальные поверхностного типа состоят из корпуса со съемной верхней частью и трубной системы из спиральных стальных труб, имеют встроенный пароохладитель и охладитель дренажа.

ПВД снабжены быстродействующим защитным устройством, которое при недопустимом повышении уровня в любом из подогревателей отключает всю группу ПВД по пару и питательной воде, направляя последнюю через байпас.

Подогреватели комплектуются необходимыми контрольно-измерительными приборами. Предусмотрено автоматическое регулирование уровня и контроль уровня конденсата в корпусе каждого ПВД. Подогреватели рассчитаны по водяной стороне на полное давление питательных насосов.

Эжектор уплотнений (ЭУ) предназначен для отсоса паровоздушной смеси из концевых камер уплотнений турбины и штоков клапанов и использования большей части теплоты этой смеси для подогрева основного конденсата.

ЭУ – пароструйный, одноступенчатый с предвключенным и концевым охладителями. Охладители состоят из корпуса и невыемного трубного пучка из прямых латунных труб. Охладители по основному конденсату соединены последовательно и рассчитаны на работу при полном давлении конденсатных насосов. Крышки водяных камер съемные. Конденсат греющего пара сливается через гидрозатворы в атмосферный сборник дренажей. Предусмотрен контроль уровня в охладителях, автоматическое регулирование уровня не предусматривается.

Система управления технологическим процессом

Рабочий проект выполнен в части нижнего уровня АСУ ТП Петропавловской ТЭЦ-2 турбоагрегата ст.№1 типа К-63-90 на основании следующих документов:

технического задания на разработку рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. №1»;

развернутой тепловой схемы. 1256.ТМ-ТТ.002.001;

документации по паровой турбине типа К-63-90 ЗАО «УТЗ»:

документации по турбогенератору типа ТФ-63-2УЗ НПО «ЭЛСИБ» ОАО;

«Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях». СО 34.35.101-2003;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

«Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования электростанций с поперечными связями и водогрейных котлов». РД 34.35.131-95;

«Методические указания по оснащению рациональным объемом резервных аппаратных средств контроля и управления котлотурбинным оборудованием ТЭС, оснащенным АСУ ТП». РД 153-34.1-35.523-2002, СО 34.35.523-2002.

Существующая система контроля и управления оборудованием Петропавловской ТЭЦ-2 была построена на базе устаревшего приборного парка с применением управляющих схем на релейной логике.

Управление существующим оборудованием осуществляется с групповых щитов управления.

Техническим заданием на КИПиА ЗАО «УТЗ» предусматривается автоматизированное и дистанционное управление турбоустановкой с выполнением по месту отдельных операций.

Предусмотрены средства регулирования и защиты турбоустановки в объеме, регламентированном нормативными документами.

Турбина снабжена электрогидравлической системой регулирования и защиты (ЭГСРиЗ).

ЭГСРиЗ состоит из трех основных частей: гидравлической части (ГЧСРиЗ), электрической части (ЭЧСРиЗ) и электрогидравлических преобразователей системы регулирования и защиты.

Электрическая часть системы регулирования и защиты (ЭЧСРиЗ) турбины включает в себя:

шкаф управления (ШУ) с дублированным контроллером, обеспечивающий контроль и управление турбиной по месту;

шкаф бесперебойного питания (ШБП);

рабочую станцию оператора для обеспечения контроля и управления турбиной дистанционно с щита управления (поставляется при отсутствии АРМ АСУ ТП или невозможности управления с данного АРМ);

инженерную станцию для обеспечения настройки, наладки и модернизации ЭЧСРиЗ;

линейный серводвигатель типа Exlar для управления гидравлическим сервомотором регулирующих клапанов ВД;

линейный серводвигатель типа Exlar для управления гидравлическим сервомотором регулирующих диафрагм НД;

два блока управления линейными электроприводами ВД и НД;

три электромагнитных клапана для управления гидравлическими элементами системы защиты турбины;

согласованный комплект датчиков для обеспечения работы ЭГЧСРиЗ;

механизм электрический прямоходный (МЭПК) – 1 шт. для управления автозатвором стопорного клапана ВД.

Часть сигналов от средств измерений (датчиков), согласно технического задания ЗАО «УТЗ», заводится в контроллер ЭЧСРиЗ.

В ЭЧСРиЗ реализованы:

регулятор частоты вращения, поддерживающий частоту вращения ротора с заданной неравномерностью;

регулятор электрической мощности с частотным корректором;

регулятор давления пара перед турбиной;

предохранительные регуляторы, обеспечивающие безопасную эксплуатацию турбины во всем диапазоне режимов работы и недопущение ошибок эксплуатационного персонала (максимальной мощности, максимального давления пара в камере регулирующей ступени, максимального давления пара в камере отопительного отбора, ухудшение вакуума в конденсаторе и др.).

В рабочем проекте предусматривается АСУТП на базе программно-технического комплекса поставляемого «КЭР-Автоматика», филиала ООО «КЭР-Инжиниринг».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

АСУТП предназначена для управления основными и вспомогательными технологическими процессами производства тепло- и электроэнергии на проектируемом оборудовании.

АСУТП имеет иерархическую структуру в целом, распределенную структуру технических средств на нижнем уровне и обеспечивает следующие функции:

управления и регулирования; расчетов; информации; диагностики технологического оборудования и технических средств АСУТП; документирования.

Иерархические уровни проектируемой системы:

уровень группового управления и уровень индивидуального управления.

На уровне группового управления осуществляются программы логического группового управления и основное регулирование.

На уровне индивидуального управления осуществляются функции, непосредственно связанные с процессом:

преобразования сигналов датчиков; контроля предельных значений; индивидуального управления; регулирования; защиты и блокировок.

Для повышения надежности предусматривается резервирование контроллеров, выполняющих функции защит и блокировок.

При отказах ПТК АСУТП в оперативном контуре управления турбоагрегатом ст. №1 реализован аварийный пульт управления (АПУ). Для реализаций функций АПУ, согласно РД 153-34.1-35.523-2002, СО 34.35.523-2002 и технического задания ЗАО «УТЗ», в проекте закладываются отдельные датчики, сигналы с которых поступают в АПУ помимо ПТК.

Технические средства систем контроля и управления

Для технического обеспечения полевого уровня АСУТП в проекте в качестве первичных и вторичных датчиков используются современные измерительные приборы, серийно выпускаемые приборостроительными заводами России и дальнего зарубежья. Часть средств измерений поставляется комплектно с турбоагрегатом по заводской документации ЗАО «УТЗ».

В рабочем проекте предусмотрено использование следующих средств:

для измерения температуры применены преобразователи серий ТХА-9312, ТСМ-9201, ТСП-9201, выпускаемые ОАО НПП «Эталон», г.Омск; преобразователи серий ТХА 9312, ТСМ 9201, выпускаемые ОАО НПП «Эталон», г.Омск (поставка ЗАО УТЗ); термопреобразователи сопротивления серий ТСМ-5, (поставка ЗАО УТЗ); термопреобразователи сопротивления серий ДТМ-50, ТСМ-9203, ТСМ-9417, ТСМ-9204 (поставка НПО «ЭЛСИБ» ОАО); В качестве местных датчиков применены биметаллические термометры серий R52.160, выпускаемые ТОО «ВИКА Казахстан», г.Алматы; биметаллические термометры серии ТМ52 (поставка ЗАО «УТЗ»); биметаллические термометры серии ТТмП512 (поставка НПО «ЭЛСИБ» ОАО) термометр манометрический показывающий сигнализирующий типа ТМ2030Сг, выпускаемые ОАО «МАНОТОМЬ», г.Томск;

для измерения давления применены датчики типа Метран-150ТА, Метран-150TG, Метран-150CD, выпускаемые ПГ «Метран» и Emerson Process Management, г.Челябинск; датчики давления типа Danfoss (поставка ЗАО «УТЗ»); манометры показывающие типа ДМ2005Сг, выпускаемые ОАО «МАНОТОМЬ», г.Томск. В качестве местных датчиков давления применены манометры показывающие типа МП4-У, мановакуумметры типа МВП4-У, вакуумметры типа ВП4-У, выпускаемые ОАО «МАНОТОМЬ», г.Томск; манометры показывающие типа МП3-У (поставка ЗАО УТЗ);

для измерения расхода, уровня и перепада давления применены датчики разности давлений типа Метран-150CD, выпускаемые ПГ «Метран» и Emerson Process Management, г.Челябинск. Для измерения уровня в эжекторе уплотнений использован датчик-реле уровня РОС-102;

для измерения содержания кислорода в конденсате применены кислородомеры типа КМА-08.М1, выпускаемые ООО «НПП Техноприбор», г. Москва;

для измерения содержания соли в конденсате применен кондуктометр типа КАЦ-037, выпускаемый ООО «НПП Техноприбор», г. Москва;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

в качестве сигнализатора уровня циркуляционной воды применены вибрационные датчики уровня жидкости типа SITRANS LVL200, поставляемые ТОО «Сименс», г.Алматы;

Для измерения температуры и влажности в генераторе применены измерительные преобразователи температуры и влажности типа ИПТВ (поставка НПО «ЭЛСИБ» ОАО);

для измерения уровня жидкости в корпусе генератора применен регулятор уровня типа УЗР-1 (поставка НПО «ЭЛСИБ» ОАО);

для определения наличия дыма во внутренней полости корпуса статора применены извещатели пожарные типа ИП-212 (поставка НПО «ЭЛСИБ» ОАО).

Для осуществления контроля механических величин завод-изготовитель в готовом виде поставляет стойку контроля механических величин «Вибробит-300». Со стойки механических величин в собранном виде по алгоритмам УТЗ выдаются информационные сигналы, участвующие в защите, блокировках и сигнализации.

Технологический контроль генератора, в который входят температурный контроль генератора и контроль подпитки воздухом и влагоудаление осуществляется программно-техническим комплексом технологического мониторинга турбо- и гидрогенераторов СТК-ЭР-М, поставляемой комплектно с генератором.

Размещение оборудования КИПиА

Управление турбоагрегатом ст.№1 и вспомогательным оборудованием осуществляется оперативным технологическим персоналом, с вновь построенного группового щита управления (ГрЩУ) для турбоагрегатов №1,2,3, находящегося на отметке +8,000, между осями «13÷15». В помещении ГрЩУ №1,2,3 расположены аварийный пульт управления (АПУ), шкаф питания и преобразователей, стойка «Вибробит 300» (поставка ЗАО «УТЗ»), шкаф питания и технических защит, АРМ ЭЧСР т.а. №1.

АРМ операторов турбоагрегата обеспечивают все функции контроля и управления т.а. ст.№1. Рабочие станции полностью взаимозаменяемы и позволяют вести управление процессом во всех режимах.

Сборки задвижек расположены в помещении ПТК и сборок задвижек на отметке +8,600 между осями «12÷14».

На отметке +8,000 между осями «6÷7» расположены шкаф бесперебойного питания ЭЧСРиЗ и шкаф управления ЭЧСРиЗ, а так же блок управления и защит (поставка ЗАО «УТЗ»); между осями «3÷4» расположен шкаф СТК-ЭР-М (поставка НПО «ЭЛСИБ» ОАО).

Шкаф питания приборов ВХР расположен на отметке +8,000 между осями «11÷12» в помещении ВХР т.а. №1,2,3.

Стенды манометров, стенды химического анализа ВХР, коробки соединительные, разъемы, коробки преобразователей, датчики температуры, уровня, влажности, задымленности, предназначенные для автоматического контроля технологических процессов, размещены согласно плану расположения оборудования.

Система электропитания и кабельная разводка

Питание шкафа питания и преобразователей 01CWG01 и шкафа питания приборов ВХР 01CWG03 предусмотрено в электротехнической части проекта.

Шкаф питания и технических защит 01CWG02 запитан от ЩПТ, приборы на АПУ запитаны от ИБП1 по электротехнической части проекта.

Приборы на стенде ВХР запитаны от шкафа 01CWG03.

Сборки ЗРА РТЗО-88В (LS01… LS05) запитаны силовыми кабелями, по два кабеля к каждой сборке-основной и резервный вводы.

Для шкафов контроллеров предусмотрен ввод питания: ~220В от двух независимых фидеров.

Для шкафа СТК-ЭР-М предусмотрен ввод питания: ~220В от двух независимых фидеров, ~220В, один фидер - от общестанционных аккумуляторных батарей. Для шкафа бесперебойного питания ЭЧСРиЗ предусмотрен ввод питания: ~220В (2 ввода через АВР), ~220В (сервисный) и ~220В (2 ввода), для стойки «Вибробит 300» — ~220В (от двух фидеров).

Подключение датчиков температуры с натуральными сигналами (термопар) выполнено термоэлектродными проводами марок ПТПЭ-М, КМТВЭВнг М. Подключение датчиков с унифицированным токовым сигналом 4...20мА выполнено контрольными

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

кабелями марки КВВГЭнг-LS; с дискретным сигналом — КВВГнг-LS. Для подключения выносного индикатора оборотов турбины БИ-24 использован кабель типа FTP 5e.

Для соединений сборок задвижек с БЭЗ задвижек, с коробками зажимов регуляторов применены контрольные кабели марок КВВГнг-LS, КВВГЭнг-LS.

Для соединений стенда ВХР, шкафа управления ЭЧСРиЗ с ПТК применен контрольный кабель КВВГЭнг-LS.

Все шкафы, пульты, клеммные коробки заземляются в соответствии с требованиями ПУЭ РК и ПТЭ.

6.2.3 Архитектурно-планировочные и конструктивные решения

Главный корпус

В основу разработки рабочего проекта положены следующие основные принципы, характерные для современных концепций в области энергостроительства:

внедрение современных инженерных решений;

применение местных строительных материалов;

использование стальных конструкций из эффективных сталей и профилей металлопроката.

Краткое описание существующих строительных конструкций главного корпуса

Главный корпус, в котором предстоит монтировать турбоагрегат ст. №1 в осях "2-8" и рядах "А-Е" – многопролетное здание каркасного типа.

Фундаменты – монолитные железобетонные.

Колонны – сборные железобетонные.

Балки и перекрытия – сборные железобетонные.

Покрытие – сборные железобетонные плиты.

Стеновое ограждение – сборные многослойные стеновые панели.

В рядах "А-Б" пролетом 24 м – турбинное отделение с отметкой низа ферм +21,510м, оборудованное мостовым краном грузоподъемностью 100/20т. Отметка головки рельса +17,00м.

В рядах "Б-В" на отметке 0,000м и +3,500м устроены электротехнические помещения. На отметке +8,000м находится трубопроводный этаж. На отметке +16,000м – помещение деаэраторов, низ балок покрытия на отметке +25,800м.

В рядах "Г-Д" пролетом 9,000м расположено бункерное отделение с отметками перекрытий +8,000 и +23,000м. Низ балок +28,920м.

В рядах "Г-Д" пролетом 27,000м размещено котельное отделение с отметкой низа ферм покрытия +37,880м. На отметке +8,000м устроены межкотельные перекрытия.

Котельное отделение оборудовано мостовым краном грузоподъёмностью 30/5тн, отметка головки рельса +35,000м.

В рядах "Д-Е" пролетом 16,500м – дымососное отделение. Низ ферм покрытия +13,000м.

Реконструкция строительных конструкций турбинного отделения:

Характеристики здания главного корпуса:

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – II.

Настоящим рабочим проектом предусматриваются работы по архитектурно-строительной части:

Установка турбоагрегата ст.№1 в турбинном отделении в осях "2-8", в рядах "А-Б" на отметке +8,000м.

Установка электрооборудования РУСН в существующем помещении в осях "8-9", ряд "Б-В" на отметках 0,000м.

Установка опорных конструкций и подвесок под технологические трубопроводы в осях "2-8" в рядах "А-В".

Площадки обслуживания технологического оборудования.

Фундаменты турбоагрегата и вспомогательного оборудования – монолитные железобетонные. В 2014 году выполнены строительные работы по реконструкции нижней части железобетонной плиты под турбоагрегат ст. №1.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В существующих помещениях, где устанавливается новое оборудование, предусматривается их реконструкция.

Комплекс строительных работ при реализации проектных разработок по реконструкции турбинного отделения представляется в следующем составе:

выполнение работ по подземному хозяйству турбинного отделения под новую турбину;

выполнение защитной окраски смонтированных металлоконструкций;

устройство надземной части фундамента т.а. №1 с площадками обслуживания;

устройство фундаментов под вспомогательное оборудование турбинного отделения;

устройство полов, приямков, каналов и прочее;

отделочные работы;

прочие работы.

Здание щита управления т.а. ст.№1-3 (ГрЩУ)

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – II.

Здание ГрЩУ – каркасное, пристраивается к ряду «А» главного корпуса в осях «12-15» на отметке +8.000м. На отметке +5,100м и +8,600м расположены помещения ПТК и сборок задвижек.

В конструктивном отношении жесткость и устойчивость здания обеспечивается в поперечном направлении жестким защемлением колонн каркаса в фундаментах и жестким креплением балок покрытия к колоннам, в продольном направлении жесткость обеспечивается диском покрытия и продольными вертикальными связями.

Диаметры, шаг, анкеровка стержней арматуры, параметры железобетонных конструкций приняты по результатам расчетов и конструктивным требованиям.

Шаг колонн принят 6,0 м. Размеры здания в осях 9,0м х 18,0 м. Отметка низа несущих конструкций покрытия +11,100м. Отметки перекрытий +5,100м; +8,000м.

Фундаменты – буронабивные сваи с использованием не извлекаемой обсадной трубы диаметром 530х5мм ГОСТ 10704-91 длиной 6,0м с монолитным железобетонным ростверком;

Колонны – монолитные железобетонные сечением 400х400мм из бетона класса В20;

Перекрытия и покрытие – монолитные железобетонные толщиной 200мм из бетона класса В20, W4, F100;

Связь между этажами осуществляется по внутренней лестничной клетке и наружной открытой эвакуационной лестнице 3-го типа со стремянкой для выхода на кровлю;

Перегородки – внутренние толщиной 100мм из гипсокартонных листов (ГКЛ) по ГОСТ 6266-97 с заполнением изоляционным материалом ISOVER;

Перегородки лестничного тамбура – из силикатного кирпича М75 по ГОСТ 379-95 на растворе М50 толщиной 120мм;

Окна – из ПВХ профилей по ГОСТ 30674-99;

Двери – из ПВХ профилей по ГОСТ 30970-2002;

Полы – мозаичный бетон с покрытием антистатической краской, бетонные;

Стеновое ограждение – из навесных комплексных утепленных панелей типа «Сэндвич» с негорючим утеплителем из базальтового волокна толщиной 100мм;

Крыша – совмещенная односкатная с наружным организованным водостоком;

Кровля – из 3-х слоев кровельного наплавляемого материала «Рукан» по цементно-песчаной стяжке толщиной 30мм. Утеплитель покрытия - минераловатные плиты плотностью 100 кг/м^3 по ГОСТ 9573-2012 толщиной 100мм;

Армирование монолитных конструкций выполняется отдельными стержнями из арматуры классов А-III и А-I по ГОСТ 5781-82*. Соединение арматурных стержней осуществляется при помощи контактной точечной сварки по ГОСТ 14098-91. Сварка производится во всех точках пересечения стержней. Качество арматурных и закладных изделий должно соответствовать требованиям ГОСТ 23858-79, ГОСТ 10922-90.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Минимальный защитный слой для рабочей арматуры предусматривается не менее диаметра стержня и не менее: для арматуры плит перекрытия и покрытия - 15мм, для балок этих же плит - 20мм, для колонн - 20мм, для поперечной, распределительной, конструктивной арматуры - 15мм.

Технические показатели:

Площадь застройки – 181,80 $м^2$

Общая площадь – 370,15 $м^2$

Строительный объем выше отм. ± 0.000 – 1944,0 $м^3$

Помещения приборов учета

Помещения приборов учета ППУ1 и ППУ2 запроектированы между главным корпусом и зданием ГрЩУ в местах прохода циркводоводов.

Помещения приборов учета ППУ1 и ППУ2 представляют собой полузаглубленную камеру в плане прямоугольной формы из монолитного железобетона.

Монолитные конструкции камер (стены, днище, покрытие) выполнены из бетона класса В20, W8, F150. Для обеспечения марки по водонепроницаемости бетона используется добавка «Пенетрон Адмикс» в количестве 1% к весу цемента.

Железобетонная плита днища устраивается по подготовке из бетона класса В7.5 толщиной 100мм.

Горловина – из колец диаметром 1,0м по серии 3.900.1-14 в.1.

Крышка – люк чугунный тип «Л» по ГОСТ 3634-89.

Материалы, применяемые в конструкциях

В зависимости от степени ответственности конструкций зданий и сооружений, а также от условий их эксплуатации все конструкции разделяются на четыре группы. Сталь для металлических конструкций зданий и сооружений принимается по табл. 50 СНиП РК 5.04-23-2002 «Стальные конструкции».

Для фланцевых соединений и рамных узлов применяется прокат по ТУ 14-1-4431.

Для сварки стальных конструкций применяются: электроды для ручной дуговой сварки по ГОСТ 9467; сварочная проволока по ГОСТ 2246; флюсы по ГОСТ 9087; углекислый газ по ГОСТ 8050-85.

Для болтовых соединений применяются стальные болты и гайки, удовлетворяющие требованиям ГОСТ 1759.0, ГОСТ 1759.4 и ГОСТ 1759.5, и шайбы, удовлетворяющие требованиям ГОСТ 18123.

Для бетонных и железобетонных конструкций, проектируемых в соответствии с требованиями действующих норм, предусматриваются конструкционные бетоны, соответствующие ГОСТ 25192-82:

тяжелый средней плотности свыше 2200 до 2500кг/$м^3$ включительно;

мелкозернистый средней плотности свыше 1800кг/$м^3$.

Для бетонных и железобетонных конструкций с учётом действующих нагрузок и условий эксплуатации предусматриваются бетоны следующих классов по прочности на сжатие В7,5; В15; В20; В25; В30.

Выбор конструктивного решения крыш и кровель выполнен на основе требований СНиП РК 3.02-06-2009 «Крыши и кровли» в зависимости от климатического района строительства и характеристик здания.

Кровля – из рулонного материала Рукан 53 СКПн, Рукан 51 СПП.

Пароизоляция – пленка полиэтиленовая, толщиной 200мкм наклеенная на битумно-кукерсольной мастике (ГОСТ 10354-82*).

Теплоизоляция – утеплитель из негорючих жестких минераловатных плит на основе базальтового волокна РУФ БАТТС В и Н.

Выбор конструктивного решения покрытия полов выполнен на основе требований СНиП РК 3.02-03-2003 «Полы» в зависимости от механических воздействий и назначения помещений.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Защита строительных конструкций от коррозий

Степень агрессивного воздействия на металлические конструкции при сухой зоне влажности на открытом воздухе – слабоагрессивная (по группе газов – "А" приложения 1 СНиП РК 2.01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии»), внутри отапливаемых зданий – не агрессивная, на основании таблицы 29 СНиП РК 2-01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии»), принимается I группа лакокрасочных покрытий. Степень очистки стальных конструкций – 3 (таблица 30 СНиП РК 2.01-19-2004).

По справочному приложению 15 СНиП 2-01-19-2004 «Защита строительных конструкций от коррозии» принимаются алкидные эмали ПФ115 по грунтовке ПФ 170.

Закладные детали и сварные соединения железобетонных конструкций, подверженные агрессивному воздействию, защищаются бетоном, прочие стальные элементы защищаются лакокрасочными или металлическими покрытиями.

Кроме этих мероприятий, для защиты строительных конструкций от естественной и химической коррозии и тепловых воздействий, предусматривается оштукатуривание по сетке металлических конструкций в пожароопасных зонах.

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Водоснабжение

Рабочий проект разработан на основании договора, технического задания на проектирование и в соответствии с требованиями действующих норм и правил: СНиП РК 4.01-41-2006 «Внутренний водопровод и канализация зданий»; СНиП II-58-75* «Электростанции тепловые»; СНиП РК 2.02-05-2009 «Пожарная безопасность зданий и сооружений»; РД 34 РК.0-03.301-04 (ППБС РК-19-2004) «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»; СН РК 2.02-11-2002 «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации, автоматическими установками пожаротушения и оповещения людей о пожаре».

Источником технического водоснабжения ТЭЦ-2 является р.Ишим (Петропавловское водохранилище). Вода на площадку ТЭЦ-2 подается от собственного водозабора по трубопроводу из железобетонных труб диаметром 1500-2000мм.

Источником хозяйственно-питьевого и противопожарного водоснабжения являются одноименные сети г. Петропавловска от АО «Кызылжар Су». Вода питьевого качества на площадку поступает по трубопроводу диаметром 219х6мм.

Источником внутреннего хозяйственно-питьевого и противопожарного водоснабжения являются сети главного корпуса ТЭЦ-2.

Кольцевые сети хозяйственно-противопожарного водопровода площадки выполнены из стальных труб диаметром 89-:-159мм.

В связи с тем, что вновь устанавливаемый т.а. ст. №1 расположен внутри существующего главного корпуса и реконструкция основных зданий и сооружений на площадке ТЭЦ-2 не предусматривается, существующие расчетные расходы воды на наружное и внутреннее пожаротушение сохраняются на существующем уровне. Сети хозяйственно-противопожарного водопровода сохраняются без изменений.

Пожаротушение генератора

При замене турбоагрегата №1 в главном корпусе проектом предусматривается пожаротушение генератора с воздушным охлаждением. Пожаротушение осуществляется путем подключения к существующей сети кольцевого противопожарного водопровода В2 диаметром 89х3мм.

Гарантированный напор в существующей сети В2 при пожаре - 8кгс/см^2.

Сеть системы пожаротушения генератора выполняется из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91.

Антикоррозионное покрытие трубопроводов и металлоконструкций для крепления трубопроводов выполняется масляной краской за 2 раза.

Основные показатели по чертежам водопровода и канализации приведены в таблице №3.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Таблица №3

Основные показатели по чертежам водопровода и канализации

Наименование системы	Потребный напор на вводе, м.в.ст.	Расчетный расход				Примечание
		$м^3$/сут	$м^3$/час	л/сек	При пожаре, л/сек	
1	2	3	4	5	6	7
Пожаротушение генератора						
В2	60	-	70	-	19.4	
Пожаротушение маслобака						
Противопожарный водопровод В2	39.67	-	-	-	31,41	
ВХР						
Производственная канализация К3		-	0,02	0,0056	-	

Пожаротушение маслобака

Автоматическое пожаротушение маслобака предусмотрено от существующего кольцевого хозяйственно-противопожарного водопровода главного корпуса. Врезка предусмотрена в трубопровод диаметром 159мм, проложенный на отм.+3.500 ось «2», ряд «А». Действующий напор в сети противопожарного водопровода при пожаре 8 кг/см².

Пожаротушение маслобака осуществляется автоматической стационарной установкой водяного пожаротушения.

Установка автоматического пожаротушения предназначена для локализации и тушения пожара с одновременным оповещением звуковым и световым сигналами о пожаре. Узел управления с электроприводом УУ-Д100 установлен на отм.+8.000м ряд «А», подача огнегасящего вещества предусмотрена автоматически по сигналу от датчиков.

В качестве огнегасящего вещества принята распыленная вода. Время работы установки 3 часа. Для установки автоматического пожаротушения применены оросители ОЭ-25.

Система автоматического пожаротушения выполняется из стальных электросварных труб диаметром 25х2.0мм ÷ 108х3.0мм по ГОСТ 10704-91.

Защите от коррозии подлежат трубопроводы и вспомогательные металлоконструкции для крепления трубопроводов и оборудования, которые окрашиваются масляной краской за 2 раза. Окраска оросителей не допускается.

Крепление трубопроводов предусмотрено к металлическим конструкциям и к ограждению маслобака.

Система автоматического пожаротушения маслобака заземляется.

Технический водопровод

Источником технического водоснабжения ТЭЦ-2 является р. Ишим (Петропавловское водохранилище). Из водохранилища, с помощью береговой насосной станции (станция подкачки) по железобетонному трубопроводу диаметром 1500-2000мм, вода поступает на площадку ТЭЦ-2. Свежая вода подается частично в сбросной канал на подпитку цирксистемы (оз. Белое) и на ВПУ подпитки котлов и теплосети.

При замене турбоагрегата ст. №1 источник технического водоснабжения сохраняется без изменения.

Существующая система технического водоснабжения – оборотная. В качестве охладителя используется естественный пруд-охладитель – озеро Белое площадью 9,6км².

Максимальный расход оборотной воды по настоящему рабочему проекту составит 51 738,8м³/ч.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Сети технического водопровода предусмотрены для охлаждения и периодических промывок технологического оборудования, а также для противопожарного водопровода главного корпуса.

Система противопожарного водопровода предназначена для обеспечения водой установок автоматического пожаротушения кабельных тоннелей, установок с лафетными пожарными стволами для охлаждения ферм перекрытий машзала, дренчерных завес.

Технические решения по реконструкции цирквводоводов

С установкой т.а. ст. №1 типа К-63-90 система технического водоснабжения сохраняется без изменения, замена оборудования не требуется. Проектом предусматривается реконструкция подводящих и отводящих трубопроводов циркуляционной воды непосредственно к конденсатору турбоагрегата ст. №1.

Замене подлежат как наружные трубопроводы циркуляционной воды, так и внутри главного корпуса до конденсатора турбины. Количество охлаждающей воды для конденсатора турбины составляет 8000м^3/час, кроме этого требуется циркуляционная вода для охлаждения маслоохладителей турбины в количестве 120м^3/час и воздухоохладителей генератора – 200 м^3/час.

Существующие наружные трубопроводы циркуляционной воды к турбоагрегату ст.№1 Ду800мм, заменяются на трубопроводы Ду1000мм.

Подключаются новые трубопроводы к существующим каналам цирквды в тех же точках.

На сбросных водоводах Ду1000мм вне главного корпуса устанавливаются расходомерные устройства.

Проектируемые наружные трубопроводы проложены по существующим трассам непосредственно в грунте. Внутри главного корпуса к конденсатору турбины трубопроводы цирквды заменяются на Ду800мм.

Рабочим проектом предусмотрены трубы стальные электросварные прямошовные из стали 17Г1С по ТУ 14-3-1698-90.

Проектируемые трубопроводы предусматриваются с весьма усиленной противокоррозийной изоляцией.

Водоотведение

На площадке ТЭЦ-2 в настоящее время эксплуатируются следующие системы водоотведения:

хозяйственно-бытовая канализация;
промливневая канализация;
канализация аварийных маслостоков

Хозяйственно-бытовая канализация

Хозяйственно-бытовая канализация предусмотрена для сбора и отведения стоков от хозбытовых потребителей ТЭЦ-2.

Самотечные сети хозяйственно-бытовой канализации на площадке ТЭЦ-2 выполнены из чугунных труб диаметром 100-200мм.

Ливневая канализация

Ливневая канализация на площадке ТЭЦ выполнена из чугунных, керамических, асбестоцементных и железобетонных труб диаметром 150-700мм.

Промливневая канализация служит для отвода дождевых и талых вод с кровли зданий, а также условно чистых производственных стоков.

Ливневые стоки поступают в отстойник и далее с помощью насосной станции перекачиваются на подпитку системы ГЗУ.

Проектом предусмотрен сброс стоков от устройства подготовки пробы УПП и охлажденной воды установленного в помещении ВХР, и конденсата от кондиционеров в существующий дренажный приямок.

Сеть канализации из помещения ВХР выполняется из стальных электросварных труб диаметром 57х3.0 по ГОСТ 10704-91.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Сети технического водопровода предусмотрены для охлаждения и периодических промывок технологического оборудования, а также для противопожарного водопровода главного корпуса.

Система противопожарного водопровода предназначена для обеспечения водой установок автоматического пожаротушения кабельных тоннелей, установок с лафетными пожарными стволами для охлаждения ферм перекрытий машзала, дренчерных завес.

Технические решения по реконструкции цирквводоводов

С установкой т.а. ст. №1 типа К-63-90 система технического водоснабжения сохраняется без изменения, замена оборудования не требуется. Проектом предусматривается реконструкция подводящих и отводящих трубопроводов циркуляционной воды непосредственно к конденсатору турбоагрегата ст. №1.

Замене подлежат как наружные трубопроводы циркуляционной воды, так и внутри главного корпуса до конденсатора турбины. Количество охлаждающей воды для конденсатора турбины составляет 8000м^3/час, кроме этого требуется циркуляционная вода для охлаждения маслоохладителей турбины в количестве 120м^3/час и воздухоохладителей генератора – 200 м^3/час.

Существующие наружные трубопроводы циркуляционной воды к турбоагрегату ст.№1 Ду800мм, заменяются на трубопроводы Ду1000мм.

Подключаются новые трубопроводы к существующим каналам цирквды в тех же точках.

На сбросных водоводах Ду1000мм вне главного корпуса устанавливаются расходомерные устройства.

Проектируемые наружные трубопроводы проложены по существующим трассам непосредственно в грунте. Внутри главного корпуса к конденсатору турбины трубопроводы цирквды заменяются на Ду800мм.

Рабочим проектом предусмотрены трубы стальные электросварные прямошовные из стали 17Г1С по ТУ 14-3-1698-90.

Проектируемые трубопроводы предусматриваются с весьма усиленной противокоррозийной изоляцией.

Водоотведение

На площадке ТЭЦ-2 в настоящее время эксплуатируются следующие системы водоотведения:

хозяйственно-бытовая канализация;
промливневая канализация;
канализация аварийных маслостоков

Хозяйственно-бытовая канализация

Хозяйственно-бытовая канализация предусмотрена для сбора и отведения стоков от хозбытовых потребителей ТЭЦ-2.

Самотечные сети хозяйственно-бытовой канализации на площадке ТЭЦ-2 выполнены из чугунных труб диаметром 100-200мм.

Ливневая канализация

Ливневая канализация на площадке ТЭЦ выполнена из чугунных, керамических, асбестоцементных и железобетонных труб диаметром 150-700мм.

Промливневая канализация служит для отвода дождевых и талых вод с кровли зданий, а также условно чистых производственных стоков.

Ливневые стоки поступают в отстойник и далее с помощью насосной станции перекачиваются на подпитку системы ГЗУ.

Проектом предусмотрен сброс стоков от устройства подготовки пробы УПП и охлажденной воды установленного в помещении ВХР, и конденсата от кондиционеров в существующий дренажный приямок.

Сеть канализации из помещения ВХР выполняется из стальных электросварных труб диаметром 57х3.0 по ГОСТ 10704-91.

МЕМСАРАЛТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Система и схема гидрозолоудаления

В настоящее время на ТЭЦ-2 действует оборотная система гидрозолоудаления с совместным удалением золы и шлака, со складированием золошлаковых отходов на золоотвалах ТЭЦ-2.

Золошлаковую пульпу от котлов ст. №1÷12 предусмотрено удалять багерной насосной первого подъема, расположенной на площадке ТЭЦ-2 и багерной второго подъема, расположенной в районе 1 секции 2-го золоотвала.

Существующая система внешнего гидрозолоудаления включает в себя следующие основные сооружения:

золоотвал №2 и действующую секцию №3;

магистральные золошлакопроводы от главного корпуса ТЭЦ-2 до золоотвалов;

трубопровод осветленной воды от золоотвала до главного корпуса ТЭЦ-2;

насосные станции осветленной воды;

дренажные насосные станции на золоотвале №2.

Заполнение золоотвалов производится при помощи системы распределительных пульпопроводов, уложенных по гребню дамб. Сброс золошлаковой пульпы осуществляется через выпуски под воду, по схеме "от дамбы к пруду".

Предусматриваются мероприятия по контролю за состоянием сооружений золоотвалов и влиянием их на подземные и поверхностные воды.

Размер санитарно-защитной зоны золоотвалов принят 500м. Расстояние от золоотвалов до ближайшего водотока – река Ишим – около 10км.

С целью защиты окружающей среды в качестве мероприятий по защите воздушного бассейна (борьба с пылением золоотвала) предусмотрено:

поддержание уровней воды отстойного пруда в определенных пределах;

удлинение фронта намыва путем рассредоточения сброса пульпы;

орошение водой и пульпой надводных пляжей.

В радиусе 500м жилых и промышленных зданий и сооружений нет.

Настоящим рабочим проектом система внешнего гидрозолоудаления не рассматривается.

Отопление, вентиляция и кондиционирование

Рабочий проект систем отопления и вентиляции выполнен на основании задания на проектирование в соответствии с требованиями СНиП РК 4.02-42-2006* «Отопление, вентиляция и кондиционирование», СНиП II-58-75 «Электростанции тепловые», СанПиН РК «Санитарно-эпидемиологические требования к проектированию производственных объектов» (приказ Министра здравоохранения РК от 8.07.2005г. №334), Правила устройства электроустановок РК.

Теплоснабжение объектов ТЭЦ предусмотрено от существующих внутриплощадочных тепловых сетей.

Теплоноситель на промплощадке – перегретая вода с параметрами 150°С - 70°С.

Расчет систем отопления и вентиляции произведен для температуры наружного воздуха минус 36°С.

Тепловыделения от оборудования и освещения:

в помещении ГрЩУ – 5000 Вт;

в помещениях ПТК и сборок задвижек – 7000 Вт на каждое помещение;

в помещении ВХР – 1000 Вт;

в ППУ № 1 – 300 Вт;

в ППУ № 2 – 300 Вт;

в РУСН 0,4 секция «1Н» – 11780 Вт;

в помещении возбуждения – 25500 Вт.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Таблица №4

Основные показатели по чертежам отопления и вентиляции

Наименование зданий	Периоды года при $t_н$, °С	Расход тепла кВт/час				Расход холода	Установленная мощн. электродвигат. кВт
		На отопление	На вентиляцию	На гор. водоснаб.	Общий		
1	2	3	4	5	6	7	8
Помещение ВХР	-36^0	-	-	-	-	4,4	1,45
ППУ № 2		1	-	-	1	-	-
РУСН 0,4 секция «1Н»		-	-	-	-	-	0,382
ГрЩУ т.а. ст.N°N°1,2,3		33,25	6	-	39,25	48,6	50,22
Помещение возбуждения. Выводы токопроводов		4.5	-	-	-	25,5	23,72

Отопление

Для обеспечения в проектируемых помещениях главного корпуса нормируемой температуры предусматривается отопление электрообогревателями ПЭТ-2.

В помещении ВХР отопление не предусматривается ввиду больших тепловыделений.

В помещениях возбуждения и РУСН отопление не предусматривается, так как помещения находятся внутри турбинного отделения и имеют большие тепловыделения.

В месте вывода токопроводов генератора предусматривается тепловая завеса Т 4.5 (Т105Е), для предотвращения образования конденсата.

В помещении ГрЩУ предусмотрено постоянное отопление электрическими обогревателями (калориферами) Noirot Spot E-II с терморегуляторами.

Вентиляция и кондиционирование

Существующая система общеобменной вентиляции главного корпуса выполнена с помощью аэрации и с использованием дутьевых вентиляторов со следующей схемой воздухообмена:

в турбинное отделение воздух поступает через открываемые фрамуги окон и удаляется перетоком в котельное отделение;

в котельное отделение воздух поступает из турбинного отделения и снаружи через открываемые фрамуги окон, а удаляется через аэрационный фонарь и дутьевыми вентиляторами.

Реконструкция существующих систем вентиляции главного корпуса не предусматривается.

Главный корпус. Помещение возбуждения

В помещении возбуждения основными вредностями являются тепловыделения от оборудования.

Для поддержания температуры воздуха в помещении не выше 25^{0}С на летний период предусмотрено кондиционирование воздуха реверсивными сплит-системами К1,К2 напольно-потолочного типа FAD с проводным пультом дистанционного управления.

В зимний и переходной периоды для ассимиляции теплоизбытков запроектирована механическая вентиляция. Приток воздуха и вытяжка в помещении возбуждения осуществляются при помощи осевых вентиляторов систем П1, П2, В1, В2.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Производство и приемка работ выполняется согласно требованиям СНиП 3.05.01-85 «Внутренние санитарно-технические системы».

Главный корпус. Помещение ВХР

В помещении ВХР запроектирована общеобменная приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением. Приток в помещение осуществляется системой П1, вытяжка из верхней зоны системой В1.

Для поддержания температуры не выше 30°С, в помещении ВХР предусмотрено кондиционирование воздуха сплит-системами К1, К2 настенного типа HAD 00, одна рабочая, одна резервная.

Главный корпус. Помещение РУСН 0,4 секция «1Н»

В помещении РУСН предусмотрена общеобменная вентиляция с механическим и естественным побуждениями, рассчитанная на ассимиляцию теплоизбытков. Подача воздуха предусмотрена из турбинного отделения системой П1 с механическим побуждением осевым вентилятором. Удаление воздуха из помещения предусмотрено системами ВЕ1, ВЕ2. При повышении температуры выше +35°С включается вентилятор П1 и открываются заслонки ВЕ1, ВЕ2, при температуре ниже +25 °С системы отключаются.

Помещение ГрЩУ т.а.ст №№ 1,2,3

В помещении ГрЩУ, помещениях ПТК и сборок задвижек основными вредностями являются тепловыделения от оборудования. В помещениях ПТК и сборок задвижек для ассимиляции теплоизбытков запроектированы приток воздуха с механическим побуждением системами П1,П2,П3, вытяжка естественная системами ВЕ1,ВЕ2,ВЕ3. В помещении ГрЩУ вентиляция естественная.

Во всех помещениях предусмотрено кондиционирование воздуха, для поддержания температуры не выше 25°С в летний и переходной периоды. Кондиционеры приняты колонного типа LG-P03AH UR1R0. Кондиционирование воздуха в помещениях ПТК и сборок задвижек - системами К1-К6, в ГрЩУ - системами К7, К8 (на каждое помещение один рабочий, один резервный).

Помещение приборов учета

В помещении приборов учета запроектирована вытяжная естественная вентиляция. Вытяжная вентиляция предусмотрена через зонт с клапаном в помещении №1 системой ВЕ1, в помещении №2 системой ВЕ2. При эксплуатации помещения необходимо перед входом в него открыть люк и проветрить. Выполняется внешняя гидроизоляция воздуховодов выше уровня земли от образования конденсата на внутренней стене воздуховода.

Автоматика, блокировка, контроль и управление

В системах вентиляции и кондиционирования предусматриваются средства автоматизации и контроля:

блокирование вытяжных систем вентиляции с режимом работы приточных систем;

блокирование систем вентиляции и кондиционирования с датчиками пожарной сигнализации для отключения систем при их срабатывании.

Схемы автоматизации включения-выключения вытяжных и приточных систем, а также управления заслонками с электроприводами предусмотрены соответствующими разделами проекта.

Электротехнические решения

Общие данные

Рабочий проект разработан на основании технического задания для разработки рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст.№1».

Перечень основного оборудования, установленного на ТЭЦ-2, приведен в таблице №5.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Таблица №5

Перечень основного оборудования

Наименование показателей	Тип	Техническая характеристика	Примечание
1	2	3	4
Котлоагрегат ст. №1, 2, 3, 4, 5	ТП-46А (Е-220-100)	220 т/час	
Котлоагрегат ст.№ 6, 7, 8	Е-270-9,8-540	270 т/час	к.а ст№8 На реконструкции
Котлоагрегат ст.№9,10,11,12	БКЗ-220-100-Ф, БКЗ	220 т/час	
Турбина ст.№1	Т-42-90/1,2 (К-50-90-3), ЛМЗ	42 МВт	
Турбина ст. № 2	ПТ-65/75-90/13, (ПТ-60-90/13), ЛМЗ	65 МВт	
Турбина ст. № 3	ПТ-60-90/13, ЛМЗ	60 МВт	
Турбина ст. № 4	Т-50/60-8,8, УТЗ	63 МВт	
Турбина ст. № 5	Р-33-90/1,3 (К-50-90) Шкода, ЧССР	33 МВт	на реконструкции
Турбина ст. № 6,7	Т-76-90/2,3 (К-100-90-6), ЛМЗ	76МВт	
Турбогенератор ст. №1,2	ТВ-60-2	60МВт	
Турбогенератор ст. №3	ТВФ-60-2	60 МВт;	
Турбогенератор ст. №4	ТФ-63-2У3	63 МВт;	
Турбогенераторы ст. №5	6Н-6378/2	50 МВт;	на реконструкции
Турбогенераторы ст. № 6,7	ТВФ-100-2	100 мВт;	

Напряжение всех генераторов 10,5 кВ. Выдача мощности с шин станции производится на напряжении 10,5; 35; 110; 220 кВ.

Турбогенераторы ст.№1;2 подключены к шинам ГРУ 10 кВ. Для связи ГРУ 10 кВ с шинами ОРУ 35 кВ и ОРУ 110 кВ установлены два трехобмоточных трансформатора связи 1Т и 2Т типа ТДТНГ-60000/110, мощностью 60 МВА, напряжением 115/38,5/10,5 кВ.

Турбогенератор ст.№3 в блоке с трансформатором 3ГТ типа ТДЦ напряжением 121/10,5 кВ, мощностью 80 МВА, подключен к ОРУ 110 кВ.

Турбогенератор ст.№4 в блоке с трансформатором 4ГТ типа ТДЦ напряжением 121/10,5 кВ мощностью 80МВА подключен к шинам ОРУ 110 кВ.

Турбогенератор ст.№5 в настоящее время находится на реконструкции.

Турбогенераторы ст.№6,7 в блоках с автотрансформаторами связи 6АТ; 7АТ типа АТДЦТН мощностью 240 МВА подключены к ОРУ 110 и ОРУ 220 кВ.

Связь ТЭЦ с системой осуществляется на напряжении 35, 110 и 220кВ.

ОРУ 35 кВ выполнено по схеме - две системы шин.

ОРУ 110 кВ выполнено по схеме - две системы шин с обходной.

ОРУ 220 кВ выполнено по схеме – две системы шин с обходной.

Питание механизмов собственных нужд выполнено по принципу: котел-секция. Рабочее питание секций РУСН 6 кВ осуществляется от ГРУ 10 кВ через трансформаторы собственных нужд 21Т; 22Т; 23Т типа ТДН-15000/35 и отпайками от блоков через трансформаторы 24Т (тип ТДН-15000/35); 25Т, 26Т, 27Т (тип ТДНС-16000/35).

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Резервное питание РУСН 6 кВ осуществляется от ГРУ 10 кВ через резервные трансформаторы собственных нужд 20Т; 30Т мощностью 15 МВА и 16 МВА соответственно.

Секции 0,4 кВ получают питание от рабочих трансформаторов собственных нужд 6/0,4 кВ мощностью 750, 630, 1000 кВА с резервированием от резервных трансформаторов той же мощности.

Схема выдачи мощности

Рабочим проектом изменение схемы выдачи мощности Петропавловской ТЭЦ-2 не предусмотрено.

Схема электрическая главная

При реконструкции ТЭЦ-2 схема коммутации действующих генераторов №2, №3, №4, №6 и №7 сохраняется без изменения.

Питание механизмов собственных нужд турбоагрегата ст.№1 предусмотрено выполнить от секции РУСН 6 кВ №1Б и секций РУСН 0,4 кВ №1,2,4.

В бывшем помещении мотор-генераторов, для подключения части механизмов собственных нужд, предусмотрен монтаж новой секции РУСН-0,4 кВ №1Н.

Генератор и вспомогательное оборудование

В блоке с турбиной типа К-63-90 предусмотрено установить генератор с воздушной системой охлаждения типа ТФ-63-2У3 Новосибирского завода НПО "ЭЛСИБ".

Технические данные турбогенератора ТФ-63-2У3:
Номинальная активная мощность - 63000 кВт;
Полная мощность - 78750 кВА;
Коэффициент мощности - 0,8;
Напряжение - 10500 В;
Ток статора - 4330 А;
Частота вращения - 3000 об/мин;
Частота - 50 Гц;
Коэффициент полезного действия - 98,3%;
Максимальная длительно-допустимая мощность при $\cos\varphi$ = 0,85 - 69300 кВт.

Система охлаждения генератора принята воздушной с наддувом. Циркуляция воздуха выполняется по замкнутому контуру и обеспечивается вентиляторами, установленными на валу ротора. Воздух охлаждается во встроенных охладителях "воздух-вода".

Система возбуждения генератора статическая тиристорная с 100% резервированием силовых преобразователей.

Система управления, регулирования и защиты предусмотрена с 100% резервированием – двухканальная, на базе промышленных компьютеров и микропроцессорных модулей. В работе постоянно находится один из каналов. Рабочим проектом предусмотрен автоматический и ручной перевод управления с одного канала на другой, а также работа системы возбуждения с резервным возбудителем.

Выводы генератора и генераторный выключатель

Выполнение генераторной цепи в пределах главного корпуса предусмотрено осуществить комплектными токопроводами ТЭНЕ-20-5500-375УХЛ1 в однофазном исполнении на номинальное напряжение 20 кВ.

В качестве генераторного выключателя к установке принят вакуумный выключатель типа ВГГ-10/63/5000 У3 производства ОАО "НТЭАЗ Электрик". Выключатель устанавливается в ячейке №3 ГРУ 10 кВ.

Технические данные выключателя ВГГ-10/63/5000 У3:

номинальный ток	5000 А;
отключающая способность	63 кА.
предельный сквозной ток (амплитуда)	161 кА.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Генераторную цепь между главным корпусом и зданием ГРУ 10 кВ предусмотрено выполнить гибкими связями.

Схема электрических соединений собственных нужд

Питание электродвигателей собственных нужд мощностью 200 кВт и выше принято на напряжении 6 кВ, а электродвигателей мощностью до 200кВт – на напряжении 380 В переменного тока, по аналогу существующей части ТЭЦ 2.

Для подключения части механизмов собственных нужд 0,4 кВ к установке принята новая секция РУСН 0,4 кВ №1Н, выполненная в виде комплектной трансформаторной подстанции собственных нужд 6/0,4 кВ (КТПСН). В состав КТПСН входит трансформатор 55Т типа ТСЗ-1000/6У3 и щит, собранный из отдельных шкафов.

От существующего щита постоянного тока питание цепей управления релейной защиты, АСУ ТП, электродвигателя аварийного маслонасоса системы смазки подшипников турбины и аварийного освещения принято на напряжении 220 В постоянного тока.

Распределительные устройства 6 кВ

Питание пускового маслонасоса мощностью 200 кВт предусмотрено выполнить от существующей ячейки №38 секции №1Б РУСН 6 кВ.

Питание вновь устанавливаемого трансформатора 55Т типа ТСЗ-1000/6У3 предусмотрено от существующей ячейки №97 секции №4 РУСН 6 кВ.

Распределительные устройства низкого напряжения

Питание механизмов собственных нужд турбоагрегата ст.№1 предусмотрено осуществить от секций №1,2,4 РУСН 0,4 кВ с заменой коммутационной аппаратуры в существующих шкафах и от новой секции №1Н.

Рабочее питание секций 0,4 кВ №1,2,4 предусмотрено выполнить по существующей схеме от трансформаторов 41Т, 42Т, 44Т типа ТС-750/10. Резервное питание существующих секций №1,2,4 сохраняется от трансформатора 40Т через сборку резервного трансформатора 40Т.

Резервное питание новой секции 1Н предусмотрено выполнить от трансформатора 40Т, в связи с чем, в помещении секции №1 РУСН 0,4 кВ выполнена установка новой панели резервного ввода.

В качестве силовых распределительных шкафов на напряжении ~380/220В к установке приняты шкафы серии ПР-8500 и шкафы РТЗО-88В, установленные в помещении системы возбуждения и в ГрЩУ турбоагрегата ст.№1,2,3.

Управление, автоматика, защита, сигнализация и измерение

В системе управления предусмотрен принцип дистанционного управления коммутационными аппаратами по релейной схеме с помощью малогабаритных переключателей. Аппаратура оперативного управления, сигнализации и контроля для турбогенератора выносится на пульт-панель №1 ГЩУ.

Релейную аппаратуру управления, автоматики и защиты предусмотрено разместить в помещении системы возбуждения и в шкафу защит ТГ1 на ГЩУ.

На ГЩУ выносятся следующие измерения:

электрических параметров монтажных единиц, управляемых с ГЩУ;

активной и реактивной мощности генератора "ТГ1".

Рабочим проектом предусмотрены следующие виды автоматизации:

автоматическое регулирование напряжения генератора;

автоматическое гашение поля ротора генератора;

автоматическое регулирование частоты генератора.

Релейная защита

Релейная защита предусматривается в соответствие с действующими «Правилами устройств электроустановок» и «Руководящими указаниями по релейной защите».

Рабочим проектом предусмотрено выполнение релейной защиты для генератора ТГ1 на микропроцессорных устройствах ООО НПП «ЭКРА».

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Комплекс защит намечено выполнить в виде двух взаиморезервируемых автономных систем защит (1 и 2 комплекты защит), расположенных в одном шкафу ШЭ1113. Состав защит комплекса определен требованиями Правил устройства электроустановок (ПУЭ РК) и заводов-разработчиков электрооборудования. Распределение защит по системам предусмотрено выполнить на основании принципа взаимозаменяемости систем защит с резервированием по основным наиболее вероятным и наиболее тяжелым повреждениям.

Для каждой системы защит предусмотрены индивидуальные измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току, отдельные входные и выходные цепи, а также цепи сигнализации.

Каждая из систем защит шкафа выполнена на основе цифровой защиты генератора, реализованной на микропроцессорном принципе.

Цепи управления, автоматики, сигнализации и защиты выполнены на постоянном оперативном токе -220 В.

Комплекс МП защит типа ШЭ1113.

Состав защит каждого комплекта:

Продольная дифференциальная защита генератора; защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора по току нулевой последовательности на выводах генератора; дистанционная защита от КЗ на выводах генератора;

защита от несимметричных КЗ и перегрузок; защита от симметричных перегрузок; защита от повышения напряжения; защита обратной мощности; защита от потери возбуждения; защита от асинхронного режима; защита ротора от перегрузки; защита от замыкания на землю обмотки ротора; защита от перевозбуждения;

защита от изменения частоты; УРОВ генераторного выключателя;

контроль исправности всех цепей напряжения; измерительный орган максимального и минимального тока; измерительный орган максимального и минимального напряжения.

Компоновка электрооборудования

ГРУ 10кВ.

Здание ГРУ 10 кВ – трехэтажное. На втором этаже ГРУ 10 кВ в ячейке №3 (турбогенератора ст.№1) и ячейке №6 (трансформатор 1Т) предусмотрено, взамен существующих масляных выключателей МГГ-229, установить вакуумные выключатели типа ВГГ-10/63-5000У3 производства ОАО "НТЭАЗ Электрик".

Сборные шины и шинные разъединители размещены на третьем этаже. Взамен существующих шинных разъединителей типа РВ и РВК в действующих ячейках 1-й системы шин ГРУ предусмотрено установить разъединители компании «Driescher» (Германия): ITr 12-1600-40 Iном = 1600А; ITr 12-4000-50 Iном = 4000А и ITr 12-6300-63 Iном = 6300А.

РУСН 6 кВ.

Компоновка секций РУСН 6 кВ - существующая. Рабочим проектом предусмотрена замена аппаратуры в релейных отсеках ячеек №38, 97.

РУСН 0,4 кВ.

В секциях РУСН 0,4 кВ №1,2,4 предусмотрено выполнить замену коммутационной аппаратуры в существующих шкафах, задействованных для подключения механизмов собственных нужд турбоагрегата ст.№1. Компоновка секций остается без изменений.

В качестве силовых распределительных шкафов на напряжении ~380/220В к установке приняты шкафы серии ПР-8500 и шкафы РТЗО-88В, устанавливаемые на отм.0.000 и +8.000 в помещениях машинного зала и в ГрЩУ турбоагрегата ст.№1,2,3.

Кабельное хозяйство

Рабочий проект по устройству кабельного хозяйства предусмотрено выполнить в соответствии с требованиями действующих норм и правил (СНиП РК, ПУЭ РК), СНиП РК 4.04-10-2002 «Электротехнические устройства»; РД 34.49.101-87 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий», РД 34.03.304-87 «Правила выполнения противопожарных требований по огнестойкому уплотнения ка-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

бельных линий» и РД 153-34.0-49.105-2001 «Нормы проектирования автоматических установок водяного пожаротушения кабельных сооружений».

Прокладку кабельных линий в кабельных сооружениях и производственных помещениях предусмотрено выполнить по кабельным конструкциям открытым способом на консолях, по перфорированным лоткам с обеспечением защиты от механических повреждений, от воздействий искр, источников тепла.

Проходы кабелей через стены, перекрытия и перегородки кабельных сооружений намечено выполнить с уплотнением мест прохода кабелей трудносгораемыми материалами, это обеспечивает нераспространение огня из одного помещения в другое в течении 0,75 часа.

Для повышения пожарной безопасности к прокладке приняты кабели с оболочками, не поддерживающими горение.

Рабочим проектом предусмотрена замена кабельных конструкций в кабельных туннелях турбинного отделения в осях здания «1-9».

Прокладку кабелей от ГЩУ к главному корпусу предусмотрено выполнить по существующему кабельному туннелю.

Электрическое освещение; сварочная сеть

Электрическое освещение главного корпуса и проектируемых зданий выполнено в соответствии с действующими нормами и руководящими указаниями.

Освещенность в помещениях принята в соответствии с требованиями СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение»

Внутри зданий предусматривается четыре вида освещения:

общее рабочее освещение на напряжение 380/220 В переменного тока:

общее аварийное освещение;

местное освещение на напряжение 220 В для отдельно стоящих приборов и щитов;

сеть штепсельных розеток напряжением 12В с присоединением к ним светильников переносного освещения.

Питание сети рабочего освещения предусмотрено выполнить самостоятельной линией прокладываемой от секции РУСН 0,4 кВ через стабилизатор напряжения.

Питание аварийного освещения выполняется от существующей панели аварийного переключения освещения.

Групповая сеть выполнена с отдельной жилой для зануления корпусов светильников. К прокладке принят кабель марки ВВГнг-0,66 сеч.4х1,5мм^2; сеч.3х1,5мм^2; сеч.4х2,5мм^2; сеч.3х2,5мм^2; сеч.2х6мм^2; сеч.3х6мм^2; АВВГнг-1 сеч.3х16мм^2; сеч.3х25+1х16мм^2; сеч.5х25мм^2, прокладываемый по кабельным конструкциям.

В главном корпусе предусмотрена стационарная сеть сварки напряжением ~380 В.

Сварочную сеть предусмотрено выполнить в соответствии с руководящими указаниями по выполнению сварочной сети на тепловых электростанциях и ВСН 22-80 «Инструкция по проектированию организации и механизации ремонта оборудования, зданий и сооружений на тепловых электростанциях».

В пожароопасных помещениях и зонах к установке приняты светильники в соответствующем исполнении. В помещениях и зонах с повышенной опасностью поражения электрическим током принято напряжение ~36 В.

Управление внутренним освещением предусмотрено выполнить по месту и с групповых щитков освещения.

Заземляющие устройства и молниезащита

Молниезащита зданий и сооружений выполнена в соответствии с требованиями СН РК 2.04-29-2005 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений», руководящих указаний, ПУЭ РК.

Для заземления электрооборудования, устанавливаемого в зданиях, предусмотрена внутренняя сеть заземления, выполняемая стальной полосой сечением 40х4 мм и 25х4 мм, присоединенная к существующему контуру заземления.

Наружный контур заземления предусмотрен медной полосой сечением 30х4 мм, прокладываемой в земле на глубине 0,5+1,0 м, к которой подключаются электроды заземления диаметром 12÷16 мм длиной 3÷5 м. Для наружного контура заземления исполь-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

зуются также кабельные конструкции, пролетные строения и другие элементы кабельных и технологических эстакад.

Молниезащита отдельных зданий и сооружений выполняется в соответствии с их категорией по устройству молниезащиты.

Для защиты гибких связей 10,5 кВ от прямых ударов молнии на порталах устанавливаются молниеотводы.

Заземлители защиты от прямых ударов молнии объединяются с наружным контуром заземления электроустановок.

Система связи

Рабочий проект выполнен на основании технического задания от 12.08.2011г, выданного заказчиком, и предусматривает устройство систем связи в диспетчерском узле связи зала щита управления, расположенного в здании главного корпуса.

Громкоговорящая поисковая связь объединяет диспетчерскую узла связи зала щита управления, расположенного в здании главного корпуса, абонентские устройства, размещенные в помещениях здания щита управления турбоагрегата №1,2,3 и всепогодные громкоговорители, установленные по периметру здания.

Громкоговорящая поисковая связь предназначена для оповещения и поиска персонала внутри цехов (участков). Громкоговорящая поисковая связь состоит из усилителя мощности 200Вт, расположенного в здании ГЩУ и громкоговорителей, установленных в технологических зонах.

Диспетчерская производственная связь позволяет главному диспетчеру связаться с любым абонентом системы при помощи УПАТС и телефонных аппаратов, организовать селекторное совещание общезаводского уровня, а так же осуществлять объявления по громкоговорящей поисковой связи.

Основой технического решения громкоговорящей поисковой системы на ТЭЦ-2 является ранее запроектированная громкоговорящая поисковая система «Геликон».

Рабочим проектом предусмотрено к системе «Геликон» подключить уличные рупорные громкоговорители типа 10ГР-38П и офисные громкоговорители типа Глагол-Н2-5.

К существующей производственной УПАТС «Алмаз» предусмотрено подключить телефоны кнопочные с номеронабирателем типа Panasonic KX-TS2350B и телефоны прямой связи типа ТЭЛТА212ЦБ.

Подключение рупорных громкоговорителей предусмотрено выполнить кабелем ПРППМ2х1,2мм, прокладываемым скрыто в металлорукаве с защитной ПВХ оболочкой типа РЗ-Ц-ПВХ-25мм, с креплением по периметру здания и в защитном кабель-канале, прокладываемым по стенам внутри помещений.

Подключение офисных громкоговорителей предусмотрено выполнить кабелем ПВС 2х1,5мм, прокладываемым скрыто в защитном кабель-канале, с креплением по стенам внутри помещений.

Подключение телефонных аппаратов предусмотрено выполнить малопарным кабелем МТПП1х2х0,64мм, прокладываемым в кабель-канале, а для подключения телефонных распределительных коробок, установленных в помещении ГрЩУ, к существующему УПАТС «Алмаз» к прокладке принят кабель телефонный ТППШв 10х2х0,64.

Работы по монтажу сетей связи предусмотрено выполнить в соответствии требованиями СНиП РК 3.02-10-2010 «Устройства систем связи, сигнализации и диспетчеризации инженерного оборудования жилых и общественных зданий. Нормы проектирования»; ПУЭ РК; СНиП РК 4.04-10-2002 «Электротехнические устройства».

Пожарная сигнализация

Рабочий проект по устройству внутренних сетей пожарной сигнализации, пожарной автоматики и оповещения о пожаре разработан в соответствии с требованиями РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» СП РК 2.02-20-2006 «Пожарная безопасность зданий и сооружений», СНиП РК 2.02-15-2003 «Пожарная автоматика зданий и сооружений», СН РК 2.02-11-2002* Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации и оповещения людей о пожаре» и ПУЭ РК.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Рабочим проектом предусмотрено оборудование объекта автоматической пожарной сигнализацией (АУПС) и системой оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ) 2-го типа.

Организация АУПС

Автоматическая установка пожарной сигнализации предназначена для обнаружения загорания, подачи тревожного извещения, оповещения людей о возникновении пожара, запуска системы дымоудаления и открытия задвижек противопожарного водопровода.

В качестве центрального пульта управления в «Комплексе средств пожарной сигнализации и автоматики» приняты ранее запроектированные прибор приемно-контрольный «ППК-2М» и блок-расширения «БЛ-40М».

Прибор «ППК-2М» и блок-расширения «БЛ-40М», установленные в помещении ГрЩУ главного корпуса осуществляют контроль шлейфов охранно-пожарной сигнализации.

Прибор «ППК-2М» предназначен для обеспечения электропитания пожарных извещателей, приема электрических сигналов от извещателей, выдачи извещений для непосредственного восприятия человеком, дальнейшей передачи извещений, команд на включение пожарных извещателей, а так же формирование командных сигналов на запуск пожарных приборов управления и включения инженерного оборудования противодымной защиты.

Прибор «ППК-2М» контролирует 20 двухпроводных соединительных линий, шлейфов пожарной сигнализации, в которые включаются пожарные извещатели, в качестве которых приняты активные извещатели типа ИП212-45; ИПР-3СУ; ИП535 «Гарант-М», PHSC-190.

Соединительные линии системы пожарной сигнализации, прокладываемые между приборами «БЛ-40М», установленными в главном корпусе и распределительными коробками типа ТВС-К, установленными в помещении ГрЩУ в здании щита управления турбоагрегата ст.№1 предусмотрено выполнить кабелями ТППШв 5х2х0,5; 10х2х0,5 и 20х2х0,5.

Организация СОУЭ

Рабочим проектом предусмотрено устройство системы оповещения людей о пожаре, включающей в себя установку пожарных светозвуковых оповещателей «Маяк» ЗОВ.

Установка оповещения людей о пожаре предназначена для своевременного оповещения персонала и посетителей объекта о возникновении пожара и управления эвакуацией из здания.

Установка оповещения людей о пожаре обеспечивает звуковую и световую сигнализацию.

Для реализации функций СОУЭ рабочим проектом приняты следующие способы оповещения: светозвуковой с использованием в качестве управляющей аппаратуры ранее запроектированный прибор АУПС «ППК-2М», блок управления пожарным оповещением «ТАНГО-ПУ».

Аппаратуру управления и контроля СОУЭ предусмотрено установить в помещении с круглосуточным дежурством ГрЩУ в главном корпусе.

Блок управления пожарным оповещением «ТАНГО-ПУ» устанавливается в здании щита управления турбоагрегата ст.№1 в помещении ГрЩУ с круглосуточным дежурством.

Организация автоматического порошкового пожаротушения.

Рабочим проектом предусмотрены работы по устройству сигнализации и автоматики пожаротушения помещения РУСН.

Для автоматического пожаротушения предусмотрено использовать модули порошкового пожаротушения «Гарант-5». Модуль порошкового пожаротушения предназначен для автоматического подавления очагов пожара классов А. Модули порошкового пожаротушения (МПП) потолочного исполнения выпускаются с электронным узлом запуска, при использовании которого модуль обретает функции самосрабатывания и используется в качестве автономного средства пожаротушения.

На дверях в помещении РУСН предусмотрено установить магнито-контактные датчики; на потолке дымовые пожарные извещатели типа ИПД-3.2, а на выходах, возле дверей намечено установить ручные пожарные извещатели типа ИПР-3СУ.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Выходы из помещения РУСН предусмотрено оснастить световыми табло «Порошок-уходи!»; «Порошок-не входи!»; «Автоматика отключена». В помещении РУСН предусмотрено установить сигнальное устройство типа «Маяк-12К»

Для управления устройством сигнализации и автоматики пожаротушения помещения РУСН к установке принят прибор УУРС-ЦП, включенный в соединительную линию прибора «ППК-2М», установленного в помещении ГрЩУ главного корпуса.

При срабатывании двух и более пожарных извещателей в одном шлейфе прибор УУРС-ЦП сразу переходит в режим «Пожар».

Соединительные линии системы пожарной сигнализации, прокладываемые между приборами «ППК-2М», установленными в главном корпусе и прибором УУРС-ЦП, установленном в помещении РУСН предусмотрено выполнить кабелями ТППШвнг 5х2х0,5мм; 10х2х0,5мм и 20х2х0,5мм, а шлейфы пожарной сигнализации, прокладываемые от прибора УУРС-ЦП, предусмотрено выполнить кабелями марки КСВВГнг-LS сеч.2х0,5мм; КСВЭГнг-LS сеч.2х0,5мм; сеч.8х0,5мм; сеч.4х1,5мм и проводом ШВВПнг-LS сеч.2х0,75, прокладываемыми скрыто в гофротрубах и в кабель –каналах.

Работы по монтажу устройств автоматической пожарной сигнализации предусмотрено выполнить в соответствии требованиями РД 781.45-93 «Системы и комплексы охранной, пожарной и охранно-пожарной сигнализации. Правила производства и приемки работ»; ПУЭ РК; СНиП РК 4.04-10-2002 «Электротехнические устройства».

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

Показатели, характеризующие взрывную, взрывопожарную и пожарную опасность, установлены для зданий, помещений и сооружений согласно действующим нормативным требованиям Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности».

Категории производств, минимальная степень огнестойкости, класс помещений и класс пожаров для зданий и сооружений реконструируемой Петропавловской ТЭЦ-2 приведены в таблице №6.

Таблица №6

Категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности и классы помещений по ПУЭ

№ пп	Наименование зданий и помещений	Категория производств. Технический регламент	Класс помещений по ПУЭ	Степень огнестойкости	Класс пожаров
1	2	3	4	5	6
1.	Главный корпус в составе:	В1	П-IIа	II	А
1.1.	Турбинное отделение	Г	–	II	А
1.2.	Деаэраторное отделение	Г	–	II	А
2.	ГрЩУ т.а. ст.№1 в составе:	В1	П-IIа	II	Е
2.1.	- помещение ГрЩУ	Д	–	II	Е
2.2.	- помещение контроллеров	Д	–	II	Е
2.3.	- кабельные помещения	В1	П-IIа	II	Е
3.	ОРУ-110кВ	–	–	–	Е

Взрыво- и пожаробезопасность зданий обеспечивается планировочными решениями с учётом категорий производств, применяемых материалов и конструкций с требуемой степенью огнестойкости, необходимой площадью легкосбрасываемой кровли и стенового ограждения.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Все отверстия в стенах и перегородках после прокладки кабелей заделываются легко пробиваемым материалом (асбозуритом, низкомарочным лёгким бетоном и т.д.) с пределом огнестойкости 45 минут с последующим оштукатуриванием цементно-песчаным раствором.

Двери помещений категории «В» и выше, отделяющих одно помещение от другого или друг от друга и ведущих к эвакуационным выходам, предусмотрены в противопожарном исполнении с пределом огнестойкости не менее 45 минут.

Число эвакуационных выходов из зданий предусмотрено не менее двух.

В качестве второго выхода со второго и вышерасположенных этажей зданий используются стальные наружные открытые лестницы с уклоном 1:1, которые имеют площадки на уровне эвакуационных выходов, с высотой ограждения лестниц 1,2м.

Эвакуационные выходы располагаются рассредоточено. Двери эвакуационных выходов не имеют запоров, препятствующих их свободному открыванию изнутри.

Высота дверей и проходов на путях эвакуации составляет не менее 2,0м.

Для повышения предела огнестойкости несущих строительных конструкций до нормативных значений применены:

огнезащитные облицовки колонн, балок перекрытий и стен (гипсоволокнистые листы);

обетонирование (торкретштукатурка);

покрытие огнезащитной краской («Феникс») с толщиной защитных слоёв, обеспечивающих требуемые пределы огнестойкости конструкций и пределов распространения огня по ним;

применение в металлических стеновых панелях в качестве утеплителя несгораемого базальтового волокна.

На площадке ТЭЦ-2 проложены кольцевые сети хозяйственно-противопожарного водопровода, выполненные из стальных труб диаметром 50÷300мм.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижной пожарной техникой от пожарных гидрантов, установленных на сети хозяйственно-противопожарного водопровода. Ввод питьевой воды на площадку ТЭЦ-2 осуществлен от сетей АО «Петропавл Су» трубопроводом диаметром 200мм.

На площадке станции установлены два бака запаса воды емкостью 1000м³ каждый. Напор в сети хозяйственно-противопожарного водопровода создается существующей насосной станцией.

Наружное пожаротушение со стороны ряда «А» главного корпуса и пожаротушение ОРУ осуществляется от открытых колодцев, расположенных на сливных цирквводоводах.

В связи с тем, что вновь устанавливаемый т.а. ст.№1 расположен внутри существующего главного корпуса, реконструкция основных зданий и сооружений на площадке ТЭЦ-2 не предусматривается, существующие расчетные расходы воды на наружное и внутреннее пожаротушение сохраняются на существующем уровне. Сети хозяйственно-противопожарного водопровода сохраняются без изменения.

При замене турбоагрегата ст.№1 в главном корпусе предусматривается пожаротушение генератора, маслобака турбоагрегата и кабельного туннеля.

В проектируемом здании щита управления турбоагрегата ст.№1 предусматривается автоматическое пожаротушение кабельных помещений.

Орошение ферм покрытия машинного зала в период пожара осуществляется двумя компактными струями из лафетных пожарных стволов типа ПЛС-П20.

Расход воды лафетным стволом с насадкой диаметром 28мм и давлением у ствола 0,60 МПа составляет – 19,0 л/сек.

Для генераторов с воздушным охлаждением предусматривается подвод воды к установкам для тушения пожара внутри машины.

Рабочее давление воды на входе в установку 2кгс/см^2.

В пожароопасных зонах помещений электрооборудование и осветительная арматура предусматриваются в пыленепроницаемом исполнении со степенью защиты не менее IP54.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

Корпуса всех электродвигателей, электроаппаратов и устройств, металлические части, которых могут оказаться под напряжением, вследствие нарушения изоляции, подсоединяются к заземляющему устройству.

Для повышения пожарной безопасности предусматриваются кабели с оболочками не поддерживающими горение, типов: АВВГнг, ВВГнг, КВВГнг.

Предусматриваются мероприятия по локализации возможных пожаров в кабельных сооружениях путем выполнения огнестойких перегородок.

В проектируемых кабельных этажах и туннелях предусматриваются автоматическое пожаротушение и пожарная сигнализация.

Заземляющие устройства выполняются на основании «Правил устройства электроустановок», «Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений» (СН РК 2.04-29-2005) и «Руководящих указаний по защите электростанций и подстанций 3÷500 кВ от прямых ударов молний и грозовых волн, набегающих с линий электропередач» (1973г.).

В пожароопасных зонах выполняются мероприятия для снятия статического электричества с оборудования.

Для пожаротушения маслобака предусмотрена установка автоматической системы водяного пожаротушения, подключённой к сети внутреннего противопожарного водопровода.

Остальные элементы маслосистемы, при необходимости, охлаждаются путем использования пожарных кранов, установленных в сети внутреннего противопожарного водопровода.

Пожаротушение проходных кабельных сооружений предусматривается распыленной водой с применением автоматической установки. Включение автоматической установки водяного пожаротушения кабельных сооружений осуществляется от пожарных извещателей.

Пожаротушение РУСН 0,4 и 6кВ предусмотрено осуществлять с помощью огнетушителей.

Для обнаружения возгораний и пожаров в технологических зданиях и сооружениях (ячейка турбины в действующем главном корпусе, помещение группового щита управления), включая кабельные сети, предусмотрено оснащение их автоматическими установками пожарной сигнализации. Предусматривается установка датчиков пожарной сигнализации в электротехнических помещениях с передачей сигнала на ГЩУ.

Пожарное обслуживание Петропавловской ТЭЦ-2 осуществляется противопожарной службой г. Петропавловска на основании договора с администрацией ТЭЦ-2. Городское пожарное депо, оснащённое пожарными машинами, находится на расстоянии 150 м от ограды ТЭЦ-2.

Раздел рассмотрен и согласован:

АО «Институт развития электроэнергетики и энергосбережения (Казахэнергоэкспертиза) - экспертное заключение по промышленной безопасности № 16-24/38ПБ от 27 ноября 2014 года,

ГУ «Департамент комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан по СКО» №25-20-15-ЮЛ-Б-6 от 06 января 2015 года - письмо о согласовании рабочего проекта.

6.4 Охрана окружающей среды

Основные виды воздействия на окружающую среду в период эксплуатации предприятия:

воздействие на воздушную среду; воздействие на водную среду; образование отходов производства и потребления; воздействие на земельные ресурсы и почвенно-растительный покров.

Основные виды воздействия на окружающую среду в период реконструкции:

выбросы в атмосферу; шумовое воздействие; загрязнение воды; утилизация отходов.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

В рабочем проекте разработан комплекс мероприятий по уменьшению влияния ТЭЦ-2 после реконструкции на окружающую среду включающий технологические, планировочные, инженерно-технические и специальные регламентные мероприятия:

Наращивание мощности производства на существующей площадке, расположенной за городом, с подветренной стороны.

Размещение турбоагрегата внутри существующего главного корпуса на промплощадке, рациональное использование существующей инфраструктуры без дополнительного отвода территории.

Наращивание располагаемой мощности ТЭЦ на основе существующей технологии комбинированного цикла, увеличение доли выработки электроэнергии на тепловом потреблении обеспечит рациональное использование топлива и сокращение экологической нагрузки на компоненты окружающей среды.

Сокращение удельных выбросов парниковых газов при увеличении выработки электроэнергии по комбинированному циклу.

Оборотные системы технического водоснабжения и гидрозолоудаления.

Применение защитных мер по снижению шума и вибрации: кожухи на оборудовании, теплоакустическая изоляция на трубопроводах и оборудовании, установка шумоглушителей, установка упругих муфт, специальных фундаментов и опор.

Установка оборудования, обеспечивающего допустимый уровень шума.

Автоматизированная система контроля за технологическими процессами, включая выбросы загрязняющих веществ.

Контроль за эффективностью работы очистных установок.

Возмещение ущерба окружающей среде в виде ежегодных платежей за ее загрязнение.

Повышение надежности тепло-электроснабжения.

В период максимальной нагрузки ТЭЦ – поддержание технологического регламента эксплуатации оборудования для соблюдения удельного норматива выбросов загрязняющих веществ.

В периоды НМУ - выполнение соответствующих мероприятий по ограничению выбросов.

Сохранение границ санитарно-защитной зоны промплощадки ТЭЦ-2 и золоотвала.

Разработка нормативов эмиссий в окружающую среду.

Результаты комплексной оценки воздействия на окружающую среду, выполненной для ТЭЦ-2 показали, что определяющим при комплексной оценке является влияние на загрязнение атмосферного воздуха, имеющего более пространственные границы.

Результаты оценки воздействия на окружающую среду свидетельствуют о том, что с учетом реализации предусмотренных природоохранных мероприятий, реконструкция ТЭЦ-2 АО «Севказэнерго» будет соответствовать требованиям природоохранного законодательства Республики Казахстан.

Оценка неизбежного ущерба, наносимого окружающей среде в результате реконструкции ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. №1, определена в виде ориентировочного расчета нормативных платежей за эмиссии в окружающую среду.

После реализации проекта загрязнение окружающей среды будет осуществляться в пределах нормативных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, сбросов в поверхностный водоем и нормативных объемов размещения золошлаковых отходов на золоотвале.

Сравнение экономической эффективности капвложений в природоохранные мероприятия, определяемое отношением неизбежного экологического ущерба к приведенным затратам, показало, что общая экономическая эффективность капвложений в мероприятия по охране окружающей среды положительна, что свидетельствует об эколого-экономической эффективности рабочего проекта.

Раздел «Охрана окружающей среды» рабочего проекта рассмотрен и согласован:

РГУ «Департамент экологии по Северо-Казахстанской области Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефетегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан - заключение государственной экологи-

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ческой экспертизы №05-4-03/2225 от 26 декабря 2014 года по материалам оценки воздействия на окружающую среду к рабочему проекту «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО»;

РГУ «Департамент по защите прав потребителей Северо-Казахстанской области» - санитарно-эпидемиологическое заключение №1500.Ш.KZ89VBS00000278 от 21 ноября 2014 года по проекту «Оценка воздействия на окружающую среду» к рабочему проекту «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО».

6.5 Организация строительства

Проект организации строительства выполнен согласно требованиям СН РК 1.03.00-2011 «Организация строительства». Нормативная продолжительность строительства определена в соответствии со СНиП РК 1.04.03-2008 «Нормы продолжительности строительства и задела в строительстве предприятий, зданий и сооружений» и составляет 11,0 месяцев.

6.6 Сметная документация

Согласно письму заказчика от 20 января 2015 года № 18-10/249 сметная документация в данном заключении не рассматривалась.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка принятых проектных решений

Рабочий проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, исходными данными, техническими условиями и требованиями.

Состав и комплектность представленных материалов соответствуют требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки рабочего проекта.

Уровень ответственности зданий – I-II.

При разработке рабочего проекта учтены местные природно-климатические и геологические условия площадки строительства.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п. 7.2. соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической и промышленной безопасности, функциональному назначению объекта.

7.2 Изменения и дополнения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям филиала РГП «Госэкспертиза» по СКО в рабочий проект «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО» внесены следующие изменения и дополнения:

Архитектурно-строительные решения

1. Приведена информация о субподрядной проектной организации, выполнившей все разделы представленного рабочего проекта на реконструкцию ТЭЦ-2.
2. Представлено заключение о техническом состоянии основных технических конструкций турбинного цеха главного корпуса (колонны, балки, перекрытия) в пределах устанавливаемого турбоагрегата ст. №1.
3. Подтверждена информация о выполненных в 2014 году работах по реконструкции железобетонной плиты под турбоагрегат ст. №1 по чертежам марки КЖ разработанным проектной организацией ООО «Вибрам».
4. Представлены расчеты фундаментов и каркаса здания ГрЩУ т. а ст. №№ 1, 2, 3.
5. Во всех спецификациях на дверные блоки приведена информация о техническом каталоге «Веста, по которому приняты блоки.

АР.009. Помещение возбуждения

6. Откорректированы указания по устройству деформационного шва при толщине стены 250мм.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

7. Предусмотрено устройство слоя гидроизоляции между кирпичными стенками и бетонным основанием.

ГП.001 Фрагмент генерального плана

8. Доработан разбивочный план для ГрЩУ, ППУ1, ППУ2 и проездов на территории предприятия.

АС.013. Главный корпус РУСН 0,4 кВ

9. Стяжные болты, гайки и шайбы для устройства металлической перемычки включены в спецификацию.

КЖ.010. Опорные конструкции и площадки обслуживания под вывода генератора

10. Выполнен проверочный расчет несущей способности основания под фундаментом колонны в пересечении осей здания «А-3».

КЖ.001. Главный корпус. Подземное хозяйство турбинного отделения

11. На плане фундамента ФОм2 откорректировано расстояние между осями анкерных болтов Б1.
12. Подтверждено отсутствие необходимости в устройстве деформационных швов в местах примыканий вновь устраиваемых и существующих фундаментов.

Общие замечания к разделу КМ

13. Представлены данные о принятых нагрузках на разработанные конструктивные решения и расчетная часть к разделу КМ.
14. В ведомостях металлических элементов и конструкций, представленных в чертежах, указаны расчетные усилия, учитываемые при разработке раздела КМД.
15. Представлены сведения о нагрузках и воздействиях от конструктивных элементов (стоек) на фундаменты.

Главный корпус. Площадки вокруг турбоагрегата с лестницами и переходными площадками

16. Приведены в соответствие размеры привязки второстепенных балок, относительно колонн, приведенные на фрагменте №1 и размеры на сечении «11-11» и в узле «А».
17. На узле «И» откорректировано обозначение балки - Б23.
18. На сечении «Ж-Ж» показано опорное ребро балки Б18.
19. На узле «2» откорректирован размер привязки к оси «6А» - 100 мм.
20. На узле «13» приведено в соответствие обозначение колонны – К2.
21. Откорректированы высотные отметки верха балки Б13 и кронштейна КР5.

Главный корпус. Междуэтажные перекрытия и консольные мостики турбинного отделения

22. Обоснована расчетом возможность закрепления опор 3Т11, 1Т7, 1Т3 с передачей значительных местных нагрузок от тяг на полки и ребра плит перекрытий.
23. Доработано крепление опоры под тягу 4Т8. Обоснована возможность закрепления балок опоры 9Т2 и 22Т6 к существующим закладным деталям из угловой стали 50х5мм железобетонной распорки.
24. Приведены в соответствие размеры на плане опоры 21Т7 и на сечении «1-1».

Главный корпус. Опорные конструкции и площадки обслуживания под выводы генератора

25. Разработаны дополнительные узлы сопряжения конструктивных элементов между собой на разрезах «3-3», «4-4», «7-7», «15-15» и «18-18».

Тепломеханическая часть

26. Представлен откорректированный чертеж №1256.ТМ-ТТ.007.001. Изм.1 с внесенными изменениями, приведено разъяснение по обозначению и количеству клапанов обратных DN150 PN9,8 МПа 935-150-0АМ.
27. В спецификацию для заказа арматуры технологических трубопроводов высокого и низкого давления черт. №1256.ТМ-ТТ.004.001 внесены изменения. Маркировка задвижки фланцевой DN500, PN1.0МПа приведена в соответствие с маркировкой указанной в чертежах №1256.ТМ-ТТ.008.002 поз.17 и №1256.ТМ-ТТ.008.004 поз.25, а именно AVK 06-500-30-006.
28. В спецификацию для заказа арматуры технологических трубопроводов высокого и низкого давления черт. №1256.ТМ-ТТ.004.001. Изм.1, внесены изменения. Условное давление для клиновой задвижки Т-116бс указано равным 10МПа.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

29. Уточнено количество клапанов запорных под приварку ДN10 PN25 МПа 589-10-0 – 25 штук в спецификации Арх. № 1256.ТМ-ТТ.004.001 Изм.1 на соответствие чертежам.
30. Предоставлена «Сводная спецификация на трубы, детали и элементы трубопроводов высокого давления Р>2.2МПа. КИПиА.» №1256.ТМ-СО.006.003 и уточнено количество клапанов ДN10 PN37.3 588-10-0 - 78 штук. в спецификации Арх. № 1256.ТМ-ТТ.004.001 Изм.1.
31. Предоставлено подтверждающее письмо №18-10/5736 от 18.12.2014 года о необходимости применения проекта «Теплоизоляции турбины Т-50/60-8,8» для турбоагрегата ст. №1 типа К-63-90.
32. Внесены дополнения в лист общих данных «Установочные чертежи вспомогательного оборудования главного корпуса. 1256.ТМ-ТТ.005.001». Нанесены дополнительные размеры, оси патрубков, оси корпусов оборудования устанавливаемого и «обвязываемого» по чертежам ЗАО «УТЗ» (конденсатор, группа ПВД и ПНД, эжектор основной, эжектор уплотнений, маслобак турбины).
33. Представлено пояснение, что маслоочистительная установка ПСМ-2-4 является передвижной, соответственно монтажный чертеж не разрабатывается.
34. Для полного анализа проекта тепловой изоляции оборудования и трубопроводов в границах ЗАО «УТЗ» 1256.ТМ-ТТ.016.001 предоставлены чертежи ЗАО «УТЗ».
35. Для полного анализа заказной спецификации на арматуру в границах ЗАО «УТЗ» Арх. №1256.ТМ-ТТ.014.001 предоставлены чертежи трубопроводов ЗАО «УТЗ».
36. Приведено в соответствие обозначение задвижки 1123-100-ЭН-01 в заказной спецификации 1256.ТМ-ТТ.014.001 и в спецификации БТ-270891. Предоставлено письмо №10-68 от 21.10.2014 года.
37. Приведено в соответствие обозначение клапана 999-20-ЭН в заказной спецификации 1256.ТМ-ТТ.014.001 лист 4 позиция 6, в спецификации БТ-270891 лист 6 позиция 71 и спецификации БТ-270892 лист 3 позиция 33.
38. Уточнено обозначение клапана 1057-65-ЭН - в заказной спецификации 1256.ТМ-ТТ.014.001 лист 3 позиция 4, с учетом изменений ЗАО «УТЗ», отраженных в «перечне электрифицированного оборудования» ТБТ-117917-3 ДПЭО стр.9 поз.2.
39. Уточнено обозначение клапана 1053-50-ЭК в заказной спецификации 1256.ТМ-ТТ.014.001 лист 4 позиция 5, с учетом изменений ЗАО «УТЗ», отраженных в «перечне электрифицированного оборудования» ТБТ-117917-3 ДПЭО стр.10 поз.4.
40. Уточнено обозначение клапана 10с-6-5ЭН в заказной спецификации 1256.ТМ-ТТ.014.001 лист 10 позиция 23, с учетом изменений ЗАО «УТЗ», отраженных в «перечне электрифицированного оборудования» ТБТ-117917-3 ДПЭО стр.10 поз.3.
41. В заказную спецификацию №1256.ТМ-ТТ.014.001 внесены изменения - указан пароохладитель Ду200 Ру6,3МПа(63кгс/см²) 03.120.119-00. Поставка данного пароохладителя осуществляется комплектно с турбиной, о чем сделана соответствующая запись.
42. Представлен откорректированный чертеж №1256.ТМ-ТТ.007.001. Изм.1 с внесенными изменениями по предварительным замечаниям.
43. Предоставлены установочные чертежи питательных насосов 1256.ТМ-ТТ.015.001.
44. В проект тепловой изоляции вспомогательных трубопроводов в главном корпусе №1256.ТМ-ТТ.012.016 внесены изменения изолируемых трубопроводов по их названиям.

Отопление и вентиляция

Главный корпус. Помещение ВХР

45. ОВ.002.001. На плане-схеме откорректировано обозначена системы П1.

Главный корпус. Помещение возбуждения. Выводы токопроводов

46. ОВ.005.001. В общих данных откорректировано обозначение СНиП РК 4.02-42-2006* «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Главный корпус. Помещение РУСН-0,4, секция «1Н»

47. ОВ.004.001. В общих данных откорректировано обозначение СНиП РК 4.02-42-2006* «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Помещение приборов учета

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

48. ОВ.003.001. В таблице основных показателей по чертежам отопления и вентиляции откорректирована расчетная температура воздуха. В общих данных откорректировано обозначение СНиП РК 4.02-42-2006*.
49. В общих данных приведены указания по воздуховодам.
50. ОВ.003.003. На разрезе «2 – 2» указана отметка верха системы ВЕ2.

Помещение ГрЩУ т.а. ст. №№1, 2, 3

51. ОВ.001.001. В общих данных откорректировано обозначение СНиП РК 4.02-42-2006 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

Производственная канализации

Главный корпус. Помещение ВХР т.а. ст. №1,2,3

52. Откорректирована схема трубопровода.
53. После сливной воронки предусмотрен гидрозатвор.
54. Представлена спецификация на производственную канализацию.

Системы управления технологическими процессами

55. 1256.СУ-АП 001.002-010; АП 002.003. В примечании приведено назначение использования резервной буквы «N», указанной в схеме автоматизации.
56. 1256.СУ-АП004.006. В схеме электропривода ЭП-3-300 указано обозначение концевого выключателя SQ.
57. 1256.СУ-АП004.011. В схеме электропривода ЭП-Р-30 указано обозначение концевого выключателя SQ.
58. 1256. СУ-АП004.012. В схеме электропривода MODACT MOM указано обозначение концевого выключателя SQ.
59. 1256.СУ-АП004.016. В схеме внешних соединений приборов контроля откорректировано количество жил кабеля, прокладываемого от первичного преобразователя (ПП) и передающего преобразователя (ППР).
60. 1256.СУ-АП.005.002, лист 2. На плане расположения оборудования КИП приведено указание по использованию модуля МОДС" для установки дифманометров.
61. 1256.СУ-АП005.004, листы 1-28. Откорректированы обозначения стендов для установки манометров и дифманометров. Предоставлены схемы трубной обвязки.
62. Приведено примечание о выходном сигнале SITRANS LVL200.
63. 1256. СУ-АП005. На листе приведена ссылка на лист, с которым следует рассматривать данный чертеж.
64. 1256. СУ-АП005. Предоставлена спецификация оборудования и материалов.
65. 1256. СУ-АП006.002-004. В примечании приведено назначение использования резервной буквы «N», указанной в схеме автоматизации.

Системы связи

66. СС.001.002. На плане на отм. +8.600, указаны помещения, из которых проложены линии СС и указаны их обозначения.
67. Откорректирован номер распределительной коробки XD, расположенной в помещении №3.
68. На плане этажа указаны номера кабелей (по спецификации оборудования), прокладываемых к рупорным громкоговорителям №№1.1÷1.3.
69. Откорректированы номера кабелей, прокладываемых в помещении №4.
70. Указано количество кабелей марки МКППЦ 1х2х0,65, прокладываемых с отм.+8.600 на отм.+5.100.
71. Указаны номера кабельных линий, прокладываемых по помещению №1 в помещение №2.
72. СС.001.004.2. В спецификации оборудования откорректировано количество офисных громкоговорителей типа «Глагол-Н2-5».

ЭО.001.Электрооборудование главного корпуса (заземление)

73. ЭО.001.002; 003; 004. В примечаниях откорректированы обозначения нормативных документов - «Правила устройства установок республики Казахстан» и СНиП РК 4.04-10-2002 «Электротехнические устройства».
74. ЭО.001.005. Предоставлена экспликация помещений, расположенных на этажах с отм.+5,100 и отм. +8.000.

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

75. ЭО.001.006. Предоставлена экспликация помещений, расположенных на этажах с отм.+5,100 и отм. +8.000. В спецификации откорректированы даты переиздания ГОСТов-103-76 и 535-79.

ЭО.002. Выводы генератора т.а. ст.№1

76. Указан раздел проекта, в который включены материалы на изготовление гибкой связи 10кВ -2хАС-600/72+4хА-600.

ЭО.003. Помещение возбуждения

77. В примечании откорректировано обозначения нормативного документа - СНиП РК 4.04-10-2002 «Электротехнические устройства».

ОС.001. Освещение и сварочная сеть главного корпуса

78. ОС.001.001.1. В общих указаниях откорректированы обозначения нормативных документов - «Правила устройства установок республики Казахстан» и СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение».
79. Предоставлено обоснование, что выбранное оборудование соответствует условиям рабочей селективности по всем рассмотренным плечам системы электроснабжения и соответствует номинальным требованиям. В примечаниях указано, что для соблюдения условий селективности предусмотрено выполнить демонтаж расцепителя вводных автоматов осветительных щитов.
80. ОС.001.002. Обоснован принятый ток расцепителя в 50А для вводных автоматических выключателей щитов освещения 1FAO1.1; FSO1.
81. В примечаниях указано место расположения щитов 1FAO1.1 и 1FAO1.2. установленных на плане этажа с отм.0.000.
82. ОС.001.003 Обоснован принятый ток расцепителя в 50А для вводных автоматических выключателей щитов освещения 1FAO1.1; FSO1.
83. Обосновано количество принятых жил и сечение жил питающего кабеля для подключения щита 1FEO1 с установленной мощностью 1,64кВт и установка вводного автоматического выключателя с номинальным током 160А.
84. В примечаниях указано место расположения щитов 1FAO1.1 и 1FAO1.2 - устанавливаются на плане с отм.+8.000.
85. ОС.001.004. В принципиальной схеме откорректирована степень защиты вводного шкафа сварки ТГ.

ОС.002. Освещение ГрЩУ т/а ст.№1,2,3

86. ОС.002.001.1. В общих указаниях откорректированы обозначения нормативных документов - «Правила устройства установок республики Казахстан» и СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение».

ПС.001. Пожарная сигнализация

87. В пояснительной записке, стр.7; 8 – в соответствии с перечнем нормативной документации РК откорректировано обозначение нормативного документа «Нормы оборудования зданий, помещений и сооружений системами автоматической пожарной сигнализации и оповещения людей о пожаре» (СН РК 2.02-11-2002*).
88. ПС.001.02.1. На плане с отм. +5.100 указано место, откуда приходят кабели ПС-КСВВнг 2х0,5-2т.20 и ПС-2ШВВПнг 2х0,75т.20 – а для кабеля ШВВПнг откорректирован шифр раздела проекта, указан шифр «ОП».
89. На разрезах указана маркировка кабелей пожарной сигнализации, прокладываемых по кабельным конструкциям.
90. ПС.001.02.2. Указаны места, откуда приходят кабели КСВВнг; ТППШв и ШВВПнг; куда уходит кабель ТППШв 10х2х0,5 и указано место расположения сигнальной аппаратуры для которой предусмотрен кабель ШВВПнг 2х0,75 (3 кабеля); указана маркировка кабелей пожарной сигнализации, приходящих от ППК.
91. ПС.001.04. Указана маркировка кабелей, прокладываемых к клеммной коробке XD2.5. Линии для подключения световых табло и сигнальных устройств обозначены шифром «ОП».
92. ПС.001.05. 1.2. В соответствии с кабельным журналом в помещение возбуждения от ГрЩУ предусмотрено проложить 4 кабеля марки КСВВнг 8х0,5; 2 кабеля марки ШВВПнг 2х0,75 и один кабель марки КСВВнг 2х0,5; 12 кабелей марки КСВВнг 2х0,5 предусмотрено проложить из подпольного пространства помещения возбуждения к

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

клеммным коробкам XD6.1÷ XD6.4. Указан номер распределительной коробки к которой проложены кабельные линии 4КСВВнг 8х0,5; КСВВнг 2х0,5 и 2ШВВПнг 2х0,75.

93. ПС.001.06.1.2. Указаны марки кабелей, прокладываемых из помещения маслобака в помещение ГрЩУ к клеммной коробке XD6.5. и из помещения ГрЩУ в помещение маслобака, для подключения сигнальных устройств.

РУ.001 ГРУ 10кВ

94. На чертежах откорректировано обозначение нормативного документа - «Правила устройства установок республики Казахстан».

95. РУ.001.004. Указан номер секции, от которой запитана линия GH3-01.

ГС.001. Общестанционные электросхемы первичных соединений

96. ГС.001.005. В общих указаниях указаны разделы проекта, с которыми рассматриваются общестанционные электрические схемы первичных соединений.

97. ГС.008. В схеме электрических соединений откорректировано обозначение порядкового номера сборки постоянного тока. Откорректировано сечение и количество жил кабеля АСБГ.

КХ.001. Кабельное хозяйство главного корпуса

98. КХ.001.001.6. В общих указаниях приведено описание способа выполнения заземления кабельных конструкций.

99. Предоставлены рабочие чертежи по разделам проекта 1256.ЭТ-КХ.002.001 «Общестанционные кабельные журналы» и 1256.ЭТ-КХ.003.001«Общестанционные кабельные журналы. Главная схема».

100. КХ.001.010; 012. Для детального рассмотрения расстановки силового оборудования в данный раздел проекта включена спецификация оборудования, изделий и материалов относящаяся к разделу проекта №1256.ЭТ-ЭО.001.008.

Таблица №7

Основные технические показатели по рабочему проекту

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	После реализации проекта установки т.а. ст. №1	в том числе т.а. ст. №1
1	2	3	5	6
1	Установленная мощность: электрическая тепловая	 МВт Гкал/ч	 418 800,8	 63 127
2	Отпуск пара на производство P=1,3 МПа, t=250°C	т/час	2,0	-
3	Годовой отпуск электроэнергии	млн. кВтч	2 406,0	369,0
4	Годовой отпуск теплоэнергии	тыс. Гкал	1 840,0	-
5	Годовой расход натурального топлива: уголь ($Q_н^р$=3 940 ккал/кг) мазут ($Q_н^р$=9 740 ккал/кг)	 тыс. т н.т. тыс. т н.т.	 2 557,7 2,73	 289,2 0,3
6	Нормативная продолжительность строительства	мес.	11,0	

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений технические решения рабочего проекта «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. № 1 СКО» соответствуют требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан и рекомендуются для утверждения в установленном порядке со следующими основными техническими показателями:

установленная мощность:

электрическая - 418 МВт;

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

тепловая	- 800,8 Гкал/ч;
отпуск пара на производство	
P=1,3 МПа, t=250°C	- 2,0 т/час;
годовой отпуск электроэнергии	- 2406,0 млн.кВтч;
годовой отпуск теплоэнергии	- 1840,0 тыс.Гкал;
годовой расход натурального топлива:	
уголь ($Q_н^р$=3 940 ккал/кг)	- 2557,7 тыс.т н.т.;
мазут ($Qн^р$=9 740 ккал/кг)	- 2,73 тыс.т н.т.;
нормативная продолжительность строительства	- 11,0 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «Севказэнерго» в соответствии с условиями договора от 20 февраля 2015 года №16.

3. Заказчик при приемке документации по рабочему проекту от проектной организации должен проверить ее на соответствие настоящему экспертному заключению.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «СҚО № 1 ст. турбоагрегатын ауыстырумен Петропавл ЖЭО-2 реконструкциялау» жұмыс жобасының техникалық шешімдері Қазақстан Республикасында қолданыстағы мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте келесі негізгі техникалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

белгіленген қуаттылық:	
электрлі	- 418 МВт;
жылулық	- 800,8 Гкал/сағ;
буды өндіріске жіберу	
P=1,3 МПа, t=250°C	- 2,0 т/сағ;
электрэнергияны жылдық жіберу	- 2406,0 млн.кВтч;
жылуэнергиясын жылдық жіберу	- 1840,0 мың Гкал;
табиғи жанармайдың жылдық шығыны	
көмір ($Q_н^р$=3 940 ккал/кг)	- 2557,7 мың т. т.ж.;
мазут ($Qн^р$=9 740 ккал/кг)	- 2,73 мың т. т.ж.;
құрылыстың нормативтік ұзақтылығы	- 11,0 ай.

2. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2015 жылғы 20 ақпандағы №16 шарттың талаптарына сәйкес «Севказэнерго» АҚ кепілдік етеді.

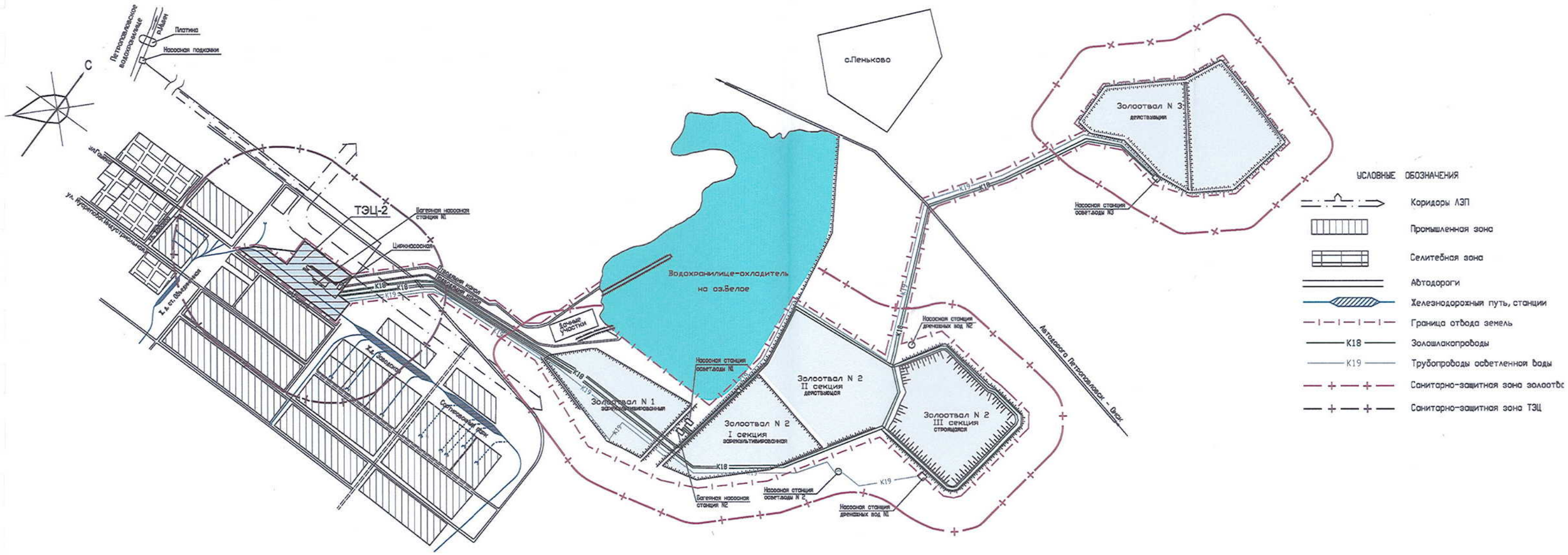
3. Тапсырысшы жобалау ұйымынан жұмыс жобасы бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптама қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

Жауапты орындаушылар

Өндірістік бөлімінің бастығының м.а.	**Л.И. Сапрыгина**
Сараптама тобының жетекшісі	**В.А. Черепанов**
Сарапшы	**О.В. Чищенко**
Сарапшы	**В.С. Букалова**
Сарапшы	**Л.И. Сапрыгина**

МЕМСАРАПТАМА • ГОСЭКСПЕРТИЗА

ҚОСЫМША
ПРИЛОЖЕНИЯ

Ситуционная схема по РП «Реконструкция Петропавловской ТЭЦ-2 с заменой турбоагрегата ст. №1. СКО.»

Приложение А
(Информационное)