Бекітемін
РГП "Госэкспертиза"
Бас директордың міндетін атқарушы
Т.Д. Қарағойшин

«ЕЭК» АҚ электр станциясының № 5 ст. энергоблогын реконструкциялау» (сметалық құжаттамасыз)»
жобасы бойынша

30.10.2015 ж. № 01-0458/15

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Еуроазиаттық энергетикалық корпорациясы» АҚ,
Павлодар облысы, Ақсу қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Құрылыс-жоба сервис»
ЖШС, Павлодар қаласы

Астана қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«ЕЭК» АҚ электр станциясының № 5 ст. энергоблогын реконструкциялау» (сметалық құжаттамасыз)» жобасы бойынша осы сараптама қорытындысы «Мемсараптама» РМК-мен берілді.

«Мемсараптама» РМК-ның рұқсатынсыз осы сараптама қорытындысын толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

Утверждаю
И.о. Генерального директора
РГП "Госэкспертиза"
Карагойшин Т.Д.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0458/15 от 30.10.2015 г.

по проекту
«Реконструкция энергоблока ст. № 5»
электрической станции АО «ЕЭК» (без сметной документации)»

ЗАКАЗЧИК:
АО «Евроазиатская энергетическая корпорация»,
Павлодарская область, г. Аксу

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Курылыс-жоба сервис»,
г. Павлодар

г. Астана

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по проекту **«Реконструкция энергоблока ст. № 5» электрической станции АО «ЕЭК» (без сметной документации)»** выдано РГП «Госэкспертиза».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения РГП «Госэкспертиза».

1. НАИМЕНОВАНИЕ: проект «Реконструкция энергоблока ст. № 5» электрической станции АО «ЕЭК» (без сметной документации).

Настоящее заключение выполнено в соответствие с договором от 28 августа 2015 года № 351.

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Евроазиатская энергетическая корпорация», Павлодарская область, г. Аксу.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Курылыс-жоба сервис», г. Павлодар (лицензия № 14013206 от 8 сентября 2014 года, г. Астана, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан, I категория).

ГИП – Санкин В.Е. (приказ от 4 августа 2015 года № 17).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

техническое задание на разработку Проекта «Реконструкции энергоблока ст. № 5 ЭС АО «ЕЭК», утвержденное заказчиком от 23 июня 2014 года;

техническое задание на проектирование и поставку котлоагрегата типа ПК-39-IIМ для реконструкции энергоблока ст. № 5 электростанции АО «ЕАК» от 28 апреля 2012 года;

архитектурно-планировочное задание на разработку проекта реконструкции энергоблока станции № 5, утвержденное ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства города Аксу» от 17 апреля 2014 года № 77;

ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства города Аксу» - разрешение на реконструкцию энергоблока станции № 5 от 4 апреля 2014 года № 111;

письмо заказчика об источнике финансирования от 8 июня 2015 года № 4403/275;

письмо заказчика о проведении экспертизы проекта без рассмотрения сметной документации от 10 июня 2015 года № 0.12/4435-1с-286;

ведомости объемов демонтажных работ № 1÷ 14, утвержденные заказчиком от 12 ноября 2014 года;

технические условия ТУ У 29.1-05762269-027:2011 Турбина паровая К-325-23.5, утвержденные ОАО «Турбоатом» от 4 июля 2011 года;

технические требования на агрегат питательный электронасосный, утвержденные АО «ЕАК» от 29 ноября 2011 года;

технические требования на агрегат питательный турбонасосный, утвержденные АО «ЕАК» от 29 ноября 2011 года;

протокол заседания технического совета об определении поставщиков оборудования для восстановления энергоблока № 5 и марки электрофильтра для корпуса 4 «Б» от 22 июня 2011 года;

паспорт на дуговое запальное устройство, разработанный ЗАО «СибЭнергоГруп» в 2011 году;

технические условия на трансформатор ТРДНС-40000/35-УХЛ1 (25Т), утвержденные заказчиком от 9 июля 2014 года;

технические условия на трансформатор ТДЦ-400000/500-УХЛ1 (5Т), утвержденные заказчиком от 9 июля 2014 года;

письмо АО «ЕЭК» о выполнении демонтажных работ электротехнического и светотехнического оборудования силами монтажной подрядной организации от 19 января 2015 года № 7582;

письмо АО «ЕЭК» об уровне ответственности объекта от 16 октября 2015 года № 0.12/484.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ТОО «Павлодарский центр контроля и диагностики «Кристалл» – экспертное заключение по промышленной безопасности проекта «Реконструкция энергоблока ст. № 5 ЭС АО «ЕЭК» от 30 марта 2015 года № 605/15;

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства индустриального развития Республики Казахстан по Павлодарской области» – согласование проекта от 17 апреля 2015 года № 25-20-14/2-ЗТ-Ф-167;

РГУ «Департамент экологии по Павлодарской области» Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан – заключение государственной экологической экспертизы от 30 июля 2015 года № S01-0014/15;

РГУ «Аксуское городское управление по защите прав потребителей Департамента по защите прав потребителей Павлодарской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан» - санитарно-эпидемиологическое заключение на ОВОС к проекту «Реконструкция энергоблока ст. № 5 ЭС АО «ЕЭК» от 10 апреля 2015 года № 1-78/103;

Филиал «Северные межсистемные электрические сети» АО «Казахстанское компания по проблеме электрическими сетями» – согласование схемы выдачи мощности реконструируемого энергоблока № 5 и замена генератора энергоблока № 5 от 29 октября 2015 года № 17-03/1017.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

Книга 1. Паспорт проекта (2441/14-ПЗ).

Книга 2. Общая пояснительная записка.

Книга 3. Технические решения.

Том 3.1. Пояснительная записка.

Том 3.2. Чертежи.

Книга 4. Оценка воздействия на окружающую среду.

Энергетический паспорт проекта (2441/14-ПЗ).

Технический отчет: обследование строительных конструкций главного корпуса ячейки энергоблока № 5 и металлоконструкций каркаса котла типа ПК39-II электростанции АО «ЕЭК», выполненный ТОО «КФ КОТЭС» в 2012 году (шифр ТО-1886/12-ОСК 1).

Технический отчет: обследование строительных конструкций главного корпуса ячейки энергоблока № 5 и металлоконструкций каркаса котла типа ПК39-II электростанции АО «ЕЭК». Строительные конструкции электрофильтров, выполненный ТОО «КФ КОТЭС» в 2012 году (шифр ТО-1886/12-ОСК 2).

Технический отчет: обследование строительных конструкций главного корпуса ячейки энергоблока № 5 и металлоконструкций каркаса котла типа ПК39-II электростанции АО «ЕЭК». Преобразовательная подстанция, выполненный ТОО «КФ КОТЭС» в 2012 году (шифр ТО-1886/12-ОСК 3).

Технический отчет: обследование строительных конструкций главного корпуса ячейки энергоблока № 5 и металлоконструкций каркаса котла типа ПК39-II электростанции

АО «ЕЭК». Бункерно-деаэраторное отделение, выполненный ТОО «КФ КОТЭС» в 2012 году (шифр ТО-1886/12-ОСК 4).

Технический отчет: обследование строительных конструкций главного корпуса ячейки энергоблока № 5 и металлоконструкций каркаса котла типа ПК39-II электростанции АО «ЕЭК». Котельное и дымососное отделение, выполненный ТОО «КФ КОТЭС» в 2012 году (шифр ТО-1886/12-ОСК 5).

Заключение по инженерно-геологическим изысканиям, выполненное ТОО Фирма «Восток ГИИЗ» в 2014 году.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Основная цель реконструкции энергоблока ст. № 5 ЭС АО «ЕЭК» - увеличение установленной мощности энергоблока ст. № 5 с целью повышения выработки электроэнергии для поставки на региональные рынки электроэнергии.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Площадка ЭС АО «ЕЭК» расположена в 9 км к северо-западу от г. Аксу на левобережье реки Иртыш на расстоянии 1,4 км западнее основного русла реки. На расстоянии 5 км на юго-запад расположен АЗФ - филиал АО «ТНК «Казхром». В 19,0 км от ЭС расположен областной центр – г. Павлодар.

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон	- IВ;
нормативный вес снегового покрова	- 0,7 кПа;
нормативное ветровое давление	- 0,38 кПа;
расчётная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 38ºС;
нормативная глубина промерзания грунта	- 2,4 м;
сейсмичность района	- не сейсмичен.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно заключению по инженерно-геологическим изысканиям, выполненному ТОО фирма «Восток-ГИИЗ» в 2014 году основанием служат грунты (сверху - вниз):

ИГЭ № 1/1а. Насыпной грунт – бетонная плита мощностью 10-30 см, ниже супесь твердая от темно-серого до коричневого цвета с включениями строительного мусора слежавшаяся, с 4,1 м текучей консистенции, в районе скважины № 3 текучая с 0,5 м. Куски бетона встречаются в интервалах 4,0-4,3 м и 4,5-4,8 м. Супесь неоднородной, непросадочной, по коэффициентам сжимаемости грунт характеризуется при твердой консистенции как малосжимаемый, при текучей консистенции как среднесжимаемый,

C_{II} = 12,0 КПа, φ_{II} =29^0, E_{II}=14,0 МПа, ρ_{II}=1,96 г/см^3;

ИГЭ № 2. Супесь коричневого цвета текучая, зернистая, с частыми прослойками песка разной крупности мощностью от 1-3 см, с единичными прослоями суглинка текучепластичного мощностью до 10-20 см. Мощность слоя 2,8-5,7 м,

C_{II} = 12,0 КПа, φ_{II} =29^0, E_{II}=11,0 МПа, ρ_{II}=2,10 г/см^3;

ИГЭ № 3 Суглинок коричневого цвета текучепластичный слюдистый тонкослоистый с прослойками песка, мелкого насыщенного водой мощностью от 1-3 до10 см. Супесь текучая (JL>1) однородная, среднесжимаемая. По фильтрационным свойствам супесь переотложенная и в естественном залегании характеризуется как слабоводопроницаемая, коэффициенты фильтрации примерно составляют от 0,35 до 0,90м/сутки, нормативный

0,62м/сутки. Суглинок текучепластичный (JL=0,77) однородный, среднесжимаемый, весьма с Вскрытая мощность слоя 2,9 м,

C_{II} = 25,0 КПа, φ_{II} =21^0, E_{II}=7,0 МПа, ρ_{II}=2,08 г/см^3;

Грунтовые воды вскрыты, в районе скважин №1и №2 на глубине 4,1 м на абсолютной отметке 109,40 м в районе скважины № 3 на глубине 0,5 м на абсолютной отметке 113,00 м.

Высокий УГВ в районе скважины № 3 носит временный характер, так как для подготовки площадки под проведение буровых работ был вскрыт бетонный пол в устье скважины. Площадка находится в действующем цеху, где производится многократная гидроуборка золы и угля, что привело к водонасыщению грунтов в устье скважины № 3. После устранения причин, способствующих повышению УГВ, произойдет восстановление глубины залегания грунтовых вод на глубине 4,1м на абсолютной отметке 109,40м. По 5 имеющимся фондовым материалам (5 объектов), УГВ на территории электростанции АО «ЕЭК» с 2007 по 2014 г.г. зафиксирован на отметках от 109,00 до 110,0 м. Вскрытая мощность обводненных пород составляет 5,7 и 9,5 м соответственно. Водовмещающим грунтами являются насыпной грунт, супесь и суглинок.

По фондовым данным вода неагрессивная к бетону нормальной проницаемости на портландцементе по ГОСТ 10178-76 и слабоагрессивная к арматуре железобетонных конструкций при периодическом смачивании.

6.2 Проектные решения

В период реконструкции энергоблока ст. № 5 предусмотрена замена основного и вспомогательного оборудования котельного, турбинного, бункерно-деаэраторного и дымососного отделений. В объем реконструкции входит, также, замена общестанционных коллекторов, основных и вспомогательных технологических трубопроводов в границах ячейки энергоблока.

6.2.1 Генеральный план

Промышленная площадка электрической станции АО «ЕЭК» находится на левом берегу р. Иртыш в пределах городских промышленных земель г. Аксу на расстоянии 8 км севернее города и ниже по течению реки.

Абсолютные отметки поверхности земли колеблются в пределах 113,0– 114,6 м в БС.

Электрическая станция имеет подъездные коммуникации.

В северной части электрической станции расположено пожарное депо на три выезда, обеспечивающее пожаротушение промышленного узла, в который входит электростанция.

Площадка электрической станции АО «ЕЭК» застроена зданиями и сооружениями действующей части и благоустроена. Проложены инженерные коммуникации.

Озеленение площадки выполнено вдоль основного въезда на площадку, в районе проходной и у объединено-вспомогательного комплекса в предыдущих очередях строительства.

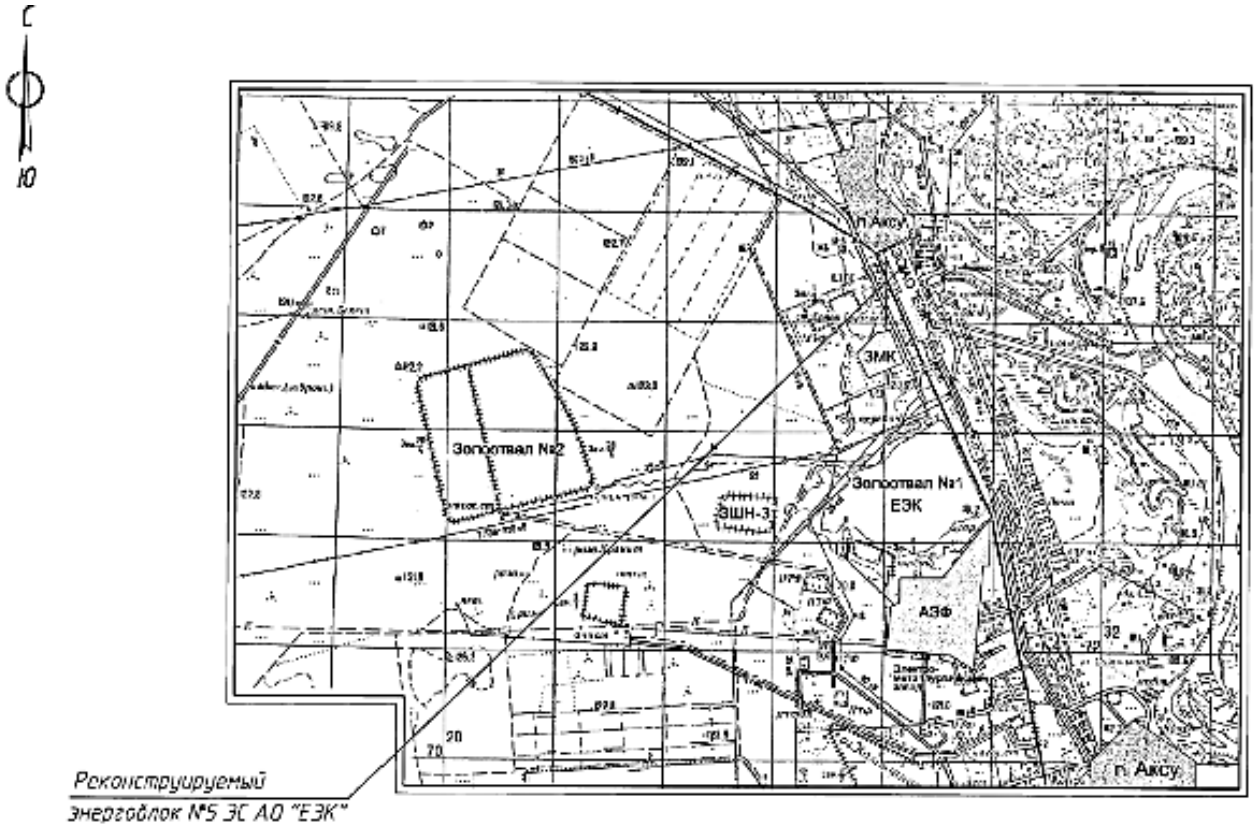
Центральную часть площадки занимает главный корпус, ориентированный постоянным торцом на юг, временным – на север.

Со стороны турбинного отделения размещены сооружения электрического хозяйства в составе ОРУ-500, 220, 110 кВ.

Со стороны котельного отделения размещены три дымовые трубы, топливное хозяйство в составе вагоноопрокидывателей с трактом топливоподачи и угольным складом.

Юго-западнее главного корпуса размещаются пусковая и водогрейная котельные, мазутное хозяйство №1 со складами мазута и масла, инженерный корпус со столовой.

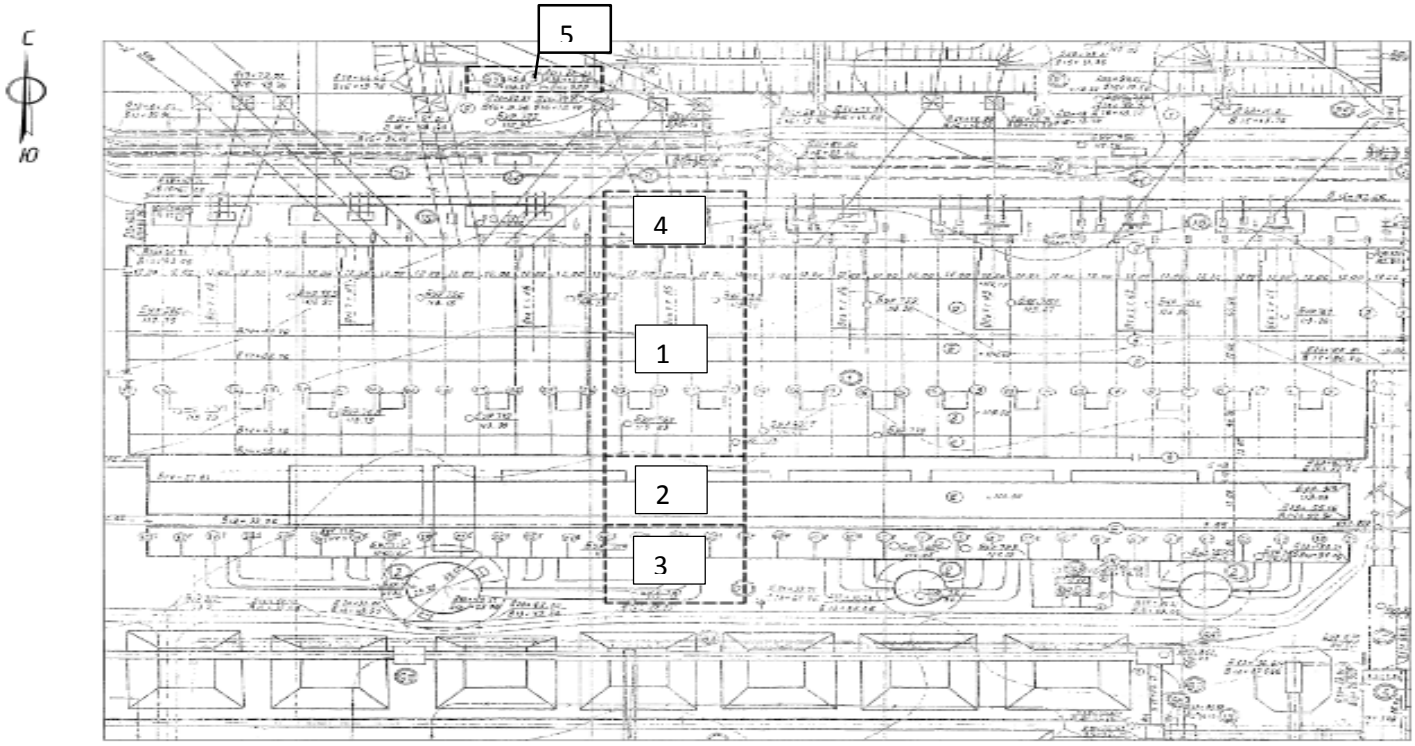
Ситуационная схема



Мазутное хозяйство №2 находится за границей территории электрической станции АО «ЕЭК» (удалено от главного корпуса на расстояние до 1 км), с севера и востока граничит с автодорогами, с запада – с железной дорогой, принадлежащей внешней сети Павлодарского отделения железных дорог.

В связи с тем, что в данном проекте не предполагается строительство новых зданий и проведения масштабной реконструкции существующих зданий, новый генплан не разработан и показатели генерального плана не рассчитаны.

Фрагмент генерального плана



Экспликация зданий и сооружений

1. Главный корпус
2. Электрофильтры
3. Дымососное отделение
4. Пристанционный узел
5. Береговая насосная станция

6.2.2 Технологические решения

Мощность, производственная программа

Мощность энергоблока – 325 МВт.
Выработка электроэнергии – 15 378,944 млн. кВт ч/год.
Отпуск теплоэнергии внешним потребителям – 26 749,0 Гкал/год.
График теплосети – 130-70ºС.
Схема горячего водоснабжения – открытая.

Потребность в основных видах ресурсов

Топливо – Экибастузский уголь марки СС со средней зольностью 41%.
Потребление топлива – 375 000 т/год.

Технология производства

В ходе реконструкции ст. № 5 предусмотрено выполнение следующих строительных работ:

замена основного и вспомогательного оборудования котлоагрегата типа ПК-39-II М с учетом разработанных ОАО «Подольский машиностроительный завод» проектов;

замена всего котельно-вспомогательного оборудования, относящегося к котлоагрегату энергоблока ст. № 5 (тяго-дутьевые механизмы, пылеприготовительные установки, золоулавители и т.д.);

реконструкция фундамента турбоагрегата энергоблока ст. № 5;

установка на реконструируемый фундамент паровой турбины типа К-325-23,5 с генератором типа ТГВ-325-2АУЗ (М);

установка вспомогательного оборудования турбоагрегата энергоблока ст. № 5 с учетом заводских компоновок;

замена существующих трубопроводов пара и горячей воды в пределах энергоблока ст. № 5;

замена блочного трансформатора 5Т и трансформатора собственных нужд 25 Т на пристанционном узле;

замена РУСН 6/0,4 кВ, обеспечивающих питание механизмов собственных нужд энергоблока ст. № 5;

подключение реконструируемого и вновь устанавливаемого оборудования к общестанционным схемам и коммуникациям действующей части электрической станции;

создание автоматизированной системы управления технологическими процессами энергоблока ст. № 5;

замена насосов в береговой насосной станции.

Состав основного оборудования

Состав основного оборудования для реконструкции энергоблока мощностью 325 МВт:

котел ПК-39-II М (Пп-1050-255-545/545КТ);

турбина К-325-23,5;

генератор ТГВ-325-2АУЗ (М) Кэ=325 МВт.

Котел ПК-39-II М (Пп-1050-255-545/545КТ)

Котел паровой П-39-II М (Пп-1050-255-545/545КТ) - прямоточный, Т-образной компоновки, паропроизводительностью 1050 т/ч, с параметрами острого пара:

Ро= 25,5 МПа, То = 545ºС;

и параметрами пара после промежуточного перегрева:

Рп= 3,8 МПа, Тп = 545ºС.

Котел ПК-39-II М предназначен для работы с уравновешенной тягой в режиме твёрдого шлакоудаления. Конструкция котла предусматривает проведение механизированного ремонта, водных и химических промывок и паровых продувок в соответствии с типовыми техническими решениями.

Выбор схемы пылеприготовления и типа размольных устройств проводился с учётом характеристик топлива, обладающего низкой влажностью (W^F = 6,3...7,0 %), высокой зольностью (A^p = 40,9... 49,6 %) и повышенной твёрдостью (KKHG около 69,0). Для подготовки топлива к сжиганию принята схема пылеприготовления с прямым вдуванием угольной пыли в топку, для чего в качестве размольных устройств применены валковые среднеходовые мельницы МВС-195. С котлом устанавливается восемь валковых среднеходных мельниц МВС-195. Полный расход топлива при гарантийном составе $B_п$ – 181 т/ч на котёл. Максимально длительная нагрузка котла обеспечивается при работе шести пылесистем, при которой расход топлива составляет до 30,1 т/ч на одну мельницу.

В схеме пылеприготовления принята чисто воздушная сушка топлива. В качестве сушильного агента используется горячий воздух с температурой 272÷300°С, отбираемый из тракта первичного воздуха после ТВП.

Каждая мельница обеспечивает топливной пылью три основные горелки *(%* яруса) и канал сбросной горелки верхнего яруса. Для подачи пылевоздушного потока от мельницы к горелкам применён статический сепаратор, выполняющий подачу через пылеконцентратор в три пылепровода более тонкой пыли. Всё оборудование пылеприготовления рассчитано на давление взрыва 0,35 МПа.

Для уплотнения элементов среднеходных мельниц предусмотрена установка четырех турбовоздуходувок типа ТГ-300-1,18-В1.У2-Н, работающих на общую магистраль для восьми мельниц МВС-195.

Подогрев воздуха в котле производится в трубчатом воздухоподогревателе (ТВП), вынесенном в пролет Г - Д и опирающимся на собственный фундамент. ТВП разделен по газу на четыре колонки от каждой конвективной шахты (по две на корпус). Для тушения пожара на ТВП применяется слабоперегретый пар давлением 13 кгс/см^2, температурой 265°С. Расход должен составлять не менее 8 т/ч на 1 ярус ТВП.

Металлоконструкции котельной установки состоят из самостоятельных отдельно стоящих каркасов: каркаса котла; каркаса ТВП. Каркас котла опирается на существующие фундаменты. Площадки и лестницы обслуживания котла, бункеров, ТВП и другого оборудования располагаются на каркасах и перекрытиях котельной установки.

Для снижения выбросов оксидов азота до требуемого уровня (NO_x не более 600 мг/нм) и обеспечения раннего и устойчивого воспламенения и интенсивного выгорания пыли применена схема двухступенчатого сжигания топлива. Наибольшее влияние на снижение выхода NO_x оказывает избыток воздуха на горелке. Этого добиваются путем установки третичного дутья и организацией сброса с большим избытком воздуха ($a_{сбр}$более 2). При этом воздух в сбросном сопле играет роль первой ступени третичного дутья.

Тягодутьевая установка двухкорпусного котла включает:

два вентилятора первичного воздуха ВДН-28,5-1000, способ регулирования - направляющий аппарат;

два вентилятора вторичного воздуха ВДН-27ФК, способ регулирования - направляющий аппарат;

два дымососа ДО-31,5-600, способ регулирования - осевой направляющий аппарат.

Забор воздуха для котла осуществляется дутьевыми вентиляторами первичного воздуха из помещения котельного отделения с частичным подмешиванием наружного воздуха.

Турбина К-325-23,5

Турбина типа К-325-23,5 - паровая, конденсационная, одновальная, без регулируемых отборов, с одним промежуточным перегревом пара, с восемью нерегулируемыми отборами пара для регенеративного подогрева питательной воды, номинальной мощностью 325 МВт. Турбина предназначена для непосредственного привода турбогенератора переменного тока ТГВ-325АУЗ (М - маневренный) с частотой вращения 3000 об/мин.

Турбина рассчитана для работы в блоке с двухкорпусным прямоточным котлом П-39-II М.

Регенеративная установка турбины включает в себя пять подогревателей низкого давления (ПНД-1 и ПНД-2 – смешивающего типа, ПНД-3, -4 и -5 – кожухотрубные поверхностного типа) и группу подогревателей высокого давления.

Конденсационное устройство состоит из существующего поверхностного конденсатора К-15240, пускового водоструйного и двух пароструйных эжекторов и двух ступеней конденсатных насосов. Конденсатор расположен поперёк продольной оси турбины. Движение охлаждающей воды выполнено двумя потоками по двум трубным пучкам, позволяющим работать турбине при отключении одного из них.

К турбине подключена теплофикационная установка с расчётной тепловой нагрузкой 20,0 Гкал/ч. Допускается также отбор пара на собственные нужды за ЦВД в количестве 40 т/ч с сохранением номинальной мощности турбины.

Основные характеристики турбины:

номинальный массовый расход свежего пара – 1 050 т/час;

температура пара перед стопорным клапаном - 540ºС;

давление пара перед стопорным клапаном – 23,5 МПа;

давление пара в конденсаторе – 2,79 кПа;

массовый расход пара в конденсатор – 662,11 т/час.

Вспомогательное оборудование

Вспомогательное оборудование котельного отделения

Котел комплектуется вспомогательным оборудованием в объеме технических условий завода-изготовителя:

дымосос правый и левый;

вентиляторы дутьевые первичного воздуха правый и левый;

вентиляторы дутьевые вторичного воздуха правый и левый;

турбокомпрессор уплотнения мельниц;

мельницы валковые среднеходовые;

электрофильтр;

питатель сырого угля;

сепаратор растопочный выносной.

Вспомогательное оборудование машинного отделения

Энергоблок комплектуется вспомогательным оборудованием согласно техническим условиям № ТУ У 29.1-05762269-022:2008 завода-изготовителя турбины.

Вспомогательное оборудование в машинном зале и бункерно-деаэраторном отделении, устанавливаемого в объёме реконструкции: конденсатор; подогреватель низкого давления смешивающего типа; эжектор водоструйный, основной, уплотнений; увлажнитель пара продувок; гидрозатвор; маслоохладитель системы смазки; охладитель пара; бак расширительный, демпферный, дренажный системы регулирования, аварийный; фильтр водяной, системы регулирования; агрегат насосный гидроподъема ротора; агрегат электронасосный масляный; вентилятор центробежный; питательный турбонасосный агрегат; агрегат электронасосный бустерный; агрегат электронасосный конденсатный 1-го и 2-го подъема; агрегат электронасосный пускового эжектора; насос системы регулирования; насос бака низких точек; агрегат электронасосный случайных стоков; агрегат электронасосный дренажа кабельных каналов; подогреватели высокого давления; подогреватели низкого давления поверхностного типа; подогреватель сетевой воды пиковый и основной: теплообменный аппарат газоохладителя; расширитель дренажей; установка сепараторная маслоочистительная; установка фильтрации трансформаторных масел; БОУ; БРОУ; РОУ; сепаратор растопочный выносной; деаэратор повышенного давления.

Питательные насосы

В машинном зале на отдельном существующем фундаменте устанавливается питательный турбонасосный агрегат типа ПТНА-1100-350-17-1 с турбиной ПН-1135-340-2М.

Для проведения пуско-остановочных операций на существующем фундаменте монтируется питательный электронасосный агрегат типа АПЭ-600-300-5.

Редукционно-охладительные установки

Пусковой схемой предусмотрены следующие редукционно-охладительные установки, устанавливаемые в бункерно-деаэраторном отделении:

две пуско-сбросных установки БРОУ 25/11 номинальным расходом 206 т/ч на паропроводах свежего пара при параметрах Рр=23,5 МПа, Тр=540°С;

параметры редуцированного пара – Рр=1,1 МПа, Тр=220°С, предназначенные для пусковых режимов и режимов сброса нагрузки и расхолаживания оборудования;

одна служебная РОУ на «холодном» трубопроводе промежуточного перегрева производительностью 40 т/ч по пару и расчетной температурой 290/190°С.

Установка сетевых подогревателей

Для целей теплоснабжения электростанции в составе бойлерной установки замене подлежат сетевые подогреватели:

один основной подогреватель типа ПСВ-125-7-15;

один пиковый подогреватель типа ПСВ-63-7-15.

Различные насосы и баки

На отдельных фундаментах под генератором на отметке 0,600 м устанавливаются маслоохладители турбинного масла и теплообменники газоохлаждения генератора с соответствующими насосами охлаждаемого конденсата. Для подачи охлаждающей воды на них в машинном зале сохранились с момента пуска энергоблока циркуляционные трубопроводы речной воды.

Здесь же расположены главный маслобак турбины и масляные насосы турбины, в том числе аварийные, маслонасосы уплотнений генератора, маслонасосы гидроподъёма ротора и насосы системы регулирования турбины.

Для сбора дренажей энергоблока устанавливается два расширительных бака (РД1, РД2) объёмом 0,52 м^3 каждый, один бак низких точек (БНТ) ёмкостью 20 м с двумя насосами типа КМ-125-80-200/4-5-2М-У3 производительностью 80 м^3/ч и напором 12,5 м.

Для блока в машинном зале монтируется обессоливающая установка (БОУ), обеспечивающая полное восстановление питательной воды для котла.

Очистка конденсата турбины

На блочной обессоливающей установке (БОУ) производится очистка конденсата на полную потребность блока по следующей схеме:

обезжелезивание в механических фильтрах;

обессоливание на фильтрах смешанного действия с выносной регенерацией.

Состав оборудования БОУ:

фильтр ионитный смешанного действия (7 шт.);

фильтр-ловушка ионообменных смол (фильтр сетчатый стальной).

Вспомогательные сооружения

В рамках реконструкции энергоблока ст. № 5 в береговой насосной станции № 2 предусмотрена замена насосного оборудования и водоочистных вращающихся машин, расположенных в аванкамерах насосов, обеспечивающих подачу охлаждающей речной воды в конденсатор турбины. К замене принято следующее оборудование:

насос вертикальный циркуляционной воды производительностью 19 200 м^3/час и напором 10,5 м (2 шт.);

водоочистная вращающаяся машина с указателем разности уровней.

Замена электрофильтра № 5А

В проекте предусмотрена замена электрофильтра корпуса котла № 5А.

Существовавшая схема золоудаления энергоблока, выполненная в семидесятых годах, состояла из электрофильтра типа УГ 2-3х37 и двух предвключённых скрубберов перед каждой секцией. В процессе эксплуатации скруббера были заменены на золосмывные аппараты с гидрозолоудалением в канал ГЗУ.

Электрофильтр отработал свой ресурс, физически и морально устарел. Согласно заданию на проектирование предусмотрена замена на новый электрофильтр фирмы «АЛЬСТОМ Пауэр Ставан». По своим техническим характеристикам он позволяет снизить экологическую нагрузку по золе на окружающую среду, несмотря на увеличение объёма выбрасываемых газов.

В проекте к установке принят электрофильтр сухой горизонтальный ЭСГ 2х5-48х40х75х150х(5,6,6,5,5). Каждая секция электрофильтра подключена к одному корпусу котла.

Изготовитель гарантирует концентрацию пыли на общем выходе из установки не более 100 мг/Нм. Эффективность очистки при этом составит 99,9%.

Электрофильтр представляет собой пыленепроницаемые объёмные корпуса двух секций, разделенные на электрические поля с помещёнными в них коронирующими и осадительными электродами, к которым прилипают заряженные статическим электричеством высокого напряжения частички угольной золы.

Для сбора золы под полями монтируются накопительные бункеры с золосмывными аппаратами в систему ГЗУ. На крыше корпуса (отметка 34,080 м) размещены масляные преобразовательные агрегаты (2 шт. на поле) для выработки постоянного напряжения 100 кВ.

Осаждаемая пыль стряхивается с коронирующих и осадительных электродов системой ударных механизмов, работающих в автоматическом режиме от электродвигательных мотор-редукторов. Механизмы встряхивания коронирующих электродов (2 шт. на поле) размещены снаружи корпусов в верхней зоне (на уровне ригеля крыши). Столько же механизмов для осадительных электродов в нижней (на 1200 мм выше балок опорного контура).

Конструктивно преобразовательный агрегат, система коронирующих и осадительных электродов с механизмами встряхивания объединены в автономно работающие электрические полуполя, регулируемые одним контроллером, что отражается на эффективной работе электрофильтра.

Под преобразовательными агрегатами монтируются поддоны для сбора протечек масла с централизованным сливом по трубам в бак грязного масла. Бак грязного масла 1220х895х1300 находится в помещении электрофильтров по оси Е.

В целях предотвращения увлажнения и слипания золы в сборных бункерах из- за понижения температуры производится её подогрев электрическими нагревателями, врезанными в стенки бункеров. Электроподогревом обеспечиваются также изолированные валы механизмов встряхивания коронирующих электродов и опорные изоляторы во избежание потери ими электроизоляционных свойств при низких температурах.

Автоматизированная система управления технологическим процессом

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) предназначается для решения задач автоматизации контроля и управления технологическими процессами энергоблока ст. № 5 электростанции АО «ЕЭК» во всех эксплуатационных режимах оборудования, включая пуск и останов, процессы технического обслуживания и ремонта.

Система является автоматизированной и предусматривает работу технических средств управления под контролем и при участии оперативного персонала. Центральной частью АСУ ТП является программно-технический комплекс (ПТК). Кроме него в состав системы входят датчики, исполнительные механизмы, традиционные средства контроля, непрограммируемые средства автоматизации, поставляемые комплектно с технологическим оборудованием, силовые сборки задвижек типа РТЗО.

Предусмотрен:

оперативный контроль за технологическим процессом;

оперативное управление технологическим процессом во всех эксплуатационных режимах, допускаемых инструкциями по эксплуатации оборудования и нормативно-техническими документами;

автоматического регулирования технологических параметров во всех эксплуатационных режимах, допускаемых инструкциями по эксплуатации оборудования и нормативно-техническими документами;

технологические защиты, блокировки и АВР;

технологическая предупредительная и аварийная сигнализация;

анализ действия защит (АДЗ) и регистрация аварийных событий (РАС);

общее первичное регулирование частоты в соответствии с требованиями ПТЭ;

оптимизация режимов работы оборудования.

Оперативный контроль и управление оборудованием централизованы и ведутся с автоматизированного рабочего места (АРМа).

Все АРМ имеют одинаковые технические возможности по отображению информации и доступу к различным базам данных, взаимозаменяемы технически, программно и функционально. При такой конфигурации необходимые ограничения по доступу к различным функциям системы управления с конкретных рабочих мест накладываются только административным путем с помощью системы паролей.

Все компоненты системы объединены многоуровневой системой связи, по которой происходит обмен информацией между этими компонентами.

Механизация ремонтных работ

Для механизации ремонтных работ на энергоблоке ст. №5 используется и будет устанавливаться нижеперечисленное грузоподъёмное оборудование.

Машинное отделение

Обслуживание основного и вспомогательного оборудования турбоагрегата в машинном зале при монтаже и ремонтах предусматривается с помощью трех существующих мостовых электрических кранов грузоподъёмностью 125/20 т. Часть оборудования, расположенного на отметках минус 2,600 и 0,600 м обслуживаются мостовым краном.

Ремонт оборудования, не захватываемого мостовыми кранами машинного зала, осуществляется с помощью вновь устанавливаемых грузоподъёмных механизмов:

над электронасосными агрегатами газоохладителя монтируется таль ручная червячная грузоподъемностью 1,0 т, высотой подъема 3,0 м;

над насосами системы регулирования монтируется таль ручная червячная грузоподъемностью 3,2 т, высотой подъема 3,0 м;

над электронасосным агрегатом пускового эжектора монтируется таль ручная шестеренная грузоподъемностью 2,0 т, высотой подъема 3,0 м.

Деаэраторное и котельное отделения

В бункерной галерее (отметка 29,400 м) над приводными барабанами конвейеров топливоподачи расположены две существующие кран-балки грузоподъёмностью 3,2 т и еще одна существующая кран-балка грузоподъёмностью 3,2 т в районе установки отбора проб.

В котельном отделении обслуживание основного и вспомогательного оборудования производится с помощью четырех существующих мостовых электрических кранов грузоподъемностью 50/10 т.

В зоне обслуживания мельниц МВС-195 предусмотрена установка следующих грузоподъемных механизмов:

восемь талей электрических грузоподъемностью 12,5 т, высотой подъема 9,0 м (для обслуживания валков мельниц);

две тали электрических грузоподъемностью 5,0 т, высотой подъема 6,3 м (для обслуживания электродвигателей мельниц).

У котла для сброса отходов от ремонта подвешиваются мусоропроводы.

Для проведения ремонтных работ внутри топок котлов, бункеров и пр. используются специальные приспособления, инвентарные подвесные люльки и леса и т.д.

В рамках реконструкции энергоблока ст. № 5 в районе существующей багерной насосной станции № 3 в осях 23-24 для ремонта и обслуживания оборудования устанавливаются:

кран мостовой электрический подвесной однопролетный грузоподъемностью 5,0 т, высотой подъема 6,3 м, пролетом 3,0 м;

таль электрическая грузоподъемностью 5,0 т, высотой подъема 9,0 м;

таль электрическая грузоподъемностью 5,0 т, высотой подъема 9,0 м;

две тали ручные червячные грузоподъемностью 5,0 т, высотой подъема 6,0 м.

Помещения воздухоподогревателей, дымососное отделение

Для ремонта трубчатого воздухоподогревателя (ТВП), устанавливаемого с котлом ПК-39-II М, предусмотрен монтаж двух талей электрических грузоподъемностью 5,0 т, высотой подъема 32,0 м, управляемых с верхней площадки обслуживания ТВП.

В дымососном отделении для ремонта и обслуживания дымососов расположены два существующих мостовых электрических крана грузоподъёмностью 32/5 т.

Для выполнения ремонтных работ на средних и верхних отметках площадок обслуживания между проектируемым электрофильтром № 5А и существующим № 5Б устанавливается таль электрическая грузоподъемностью 1,0 т, высотой подъема 36,0 м. Отметка низа монорельса составляет 36,8 м.

Мероприятия по энергосбережению

При установке нового оборудования повышается эффективность технологических циклов электростанции:

устанавливается основное и вспомогательное оборудование, отличающееся высокими технико-экономическими и экологическими показателями, надёжностью и ремонтопригодностью;

устанавливается турбоагрегат К-325-23,5, снабженный системой регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды;

горячие дренажи турбоустановок, котлов и трубопроводов, направляются в расширители и, далее, используются в тепловом цикле станции;

для уменьшения потерь тепла все высокотемпературные поверхности оборудования и трубопроводов укрываются эффективной тепловой изоляцией;

производится контроль и учёт основных технологических параметров установок и агрегатов (температур, давлений, расходов, химконтроль и пр.). Данные мероприятия позволяют производить:

своевременную объективную оценку технического состояния установок и, при необходимости, выполнять мероприятия по повышению их энергетической эффективности, т.е. производить ремонты и реконструкцию;

производится учёт и контроль объёма и качества отпускаемой продукции - тепла, пара, электроэнергии;

производится учёт и контроль объёма и качества получаемого сырья – топлива, горюче-смазочных материалов, воды, химреагентов и пр.

Технические решения по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферу и сбросов вредных веществ в окружающую среду

В проекте предусмотрены мероприятия, направленные на сокращение выбросов вредных веществ:

реконструируется и устанавливается основное и вспомогательное оборудование, отличающееся высокими технико-экономическими и экологическими показателями, надежностью и ремонтопригодностью;

горячие и холодные дренажи турбоагрегата и трубопроводов направляются в расширители и, далее, используются в цикле станции;

для уменьшения потерь тепла в окружающую среду все высокотемпературные поверхности оборудования и трубопроводов покрываются современной тепловой изоляцией;

для уменьшения генерации шумов и вибрации от оборудования и трубопроводов применяются специальные мероприятия: тепловая и теплоакустическая изоляции, дополнительные кожухи (обшивки), упругие муфты и прокладки, самостоятельные (индивидуальные) фундаменты, пружинные опоры и подвески и пр.;

организуется сбор протечек смазочного масла в специальный бак. Собранное масло после очистки может быть повторно использовано для нужд станции. Для очистки масла применяется передвижная маслоочистительная установка и стационарные установки маслохозяйства;

в маслосистемах турбоагрегата и вспомогательного технологического оборудования применяются поверхностные маслоохладители, надёжность конструкции которых обеспечивает плотность, исключающую возможность попадания масла в охлаждающую воду. При этом давление воды поддерживается выше давления масла;

на трубопроводах отсоса масляных паров из маслосистем агрегатов применяются маслоуловители со сливом уловленного масла в специальные баки сбора масляных протечек. При этом выбросы масляных паров в атмосферу уменьшаются до минимума;

для контроля и учета выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду на предприятии работает специальная, постоянно действующая лаборатория, оснащенная необходимым оборудованием и приборами.

Производственная безопасность - оценка возможности возникновения аварийных ситуаций и решения по их предотвращению

При реконструкции турбоагрегата ст. № 5 предусматриваются следующие инженерно-технические мероприятия, относящиеся как непосредственно к области предупреждения аварийных ситуаций, так и режиму безопасности труда персонала:

устанавливается основное и вспомогательное оборудование, выпускаемое заводами, которые положительно зарекомендовали себя в мировой практике. Оборудование

отличается надежностью, высокими технико-экономическими и экологическими показателями, оно отработано в производстве и эксплуатации;

устанавливаемое вспомогательное оборудование выбирается с учетом его надежности и экономичности. Вспомогательное оборудование, выход из строя которого может создать аварийную ситуацию, резервируется. При необходимости предусматривается автоматическое включение резервного оборудования (АВР);

устанавливается основное и вспомогательное оборудование, снабженное защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;

управление технологическим оборудованием предусматривается со щитов управления АСУТП. При отклонении параметров от заданных значений срабатывает технологическая сигнализация, а при более глубоких отклонениях срабатывают либо локальные защиты, либо происходит отключение оборудования;

компоновка основного и вспомогательного оборудования обеспечивает возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации. Расположение арматуры на трубопроводах предусматривается в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта. Оборудование и трубопроводная арматура снабжаются в необходимом количестве стационарными площадками обслуживания, лестницами, переходными мостиками и т.д.;

имеющиеся каналы, дренажные и технологические приямки, а также проемы в площадках перекрываются съемными и стационарными настилами или огораживаются;

для оперативно используемой арматуры, арматуры большого диаметра и арматуры с большим перепадом давлений применяются электрические приводы и, при необходимости, байпасирование трубопроводами малого диаметра (в т.ч. для прогрева трубопроводов);

для заполнения, опорожнения и предотвращения гидроударов трубопроводы снабжаются в необходимом количестве воздушниками и дренажами, в т.ч., при необходимости, постояннодействующими;

горячие поверхности оборудования и трубопроводов покрываются современной тепловой и теплоакустической изоляцией;

для защиты трубопроводов отборов турбины от повышения давления сверх допустимого, предусматривается установка предохранительных клапанов со сбросом избыточного давления в атмосферу в места недоступные для обслуживающего персонала, за пределами главного корпуса;

для защиты турбины от повышения частоты вращения ротора сверх допустимой, на трубопроводах отборов пара к регенеративным подогревателям устанавливаются обратные клапаны с принудительным закрытием. Клапаны предотвращают обратный поток пара из подогревателей в турбину при их отключениях;

для предотвращения разливов и возгорания смазочного масла все маслопроводы выполняются с применением бесшовных стальных труб и стальной арматуры;

фланцевые соединения и арматура маслопроводов снабжаются кожухами со сбором протечек в специальный бак. Под маслонаполненное оборудование устанавливаются поддоны со сбором протечек в этот же бак. Для локализации пожара предусматривается аварийный слив турбинного масла в существующий подземный бак, расположенный вне здания главного корпуса станции;

предусмотрено индивидуальное пожаротушение основного пожароопасного оборудования - маслобака турбоагрегата, генератора и пр.;

применяется турбогенератор с воздушным охлаждением, вместо ранее установленного с водородным охлаждением, что в значительной степени повышает общую взрывопожаробезопасность турбоустановки и станции в целом;

техническое обслуживание основного и вспомогательного оборудования электростанции осуществляется, в основном, с помощью стационарных грузоподъемных механизмов – мостовых и подвесных кранов, передвижных талей и пр.;

при проектировании высокотемпературных трубопроводов, в т.ч. большого диаметра, выполняются их расчеты на прочность и самокомпенсацию с учетом максимально возможных параметров среды;

исключается открытый сброс дренажей установок и трубопроводов. Все горячие дренажи направляются в расширители (сепараторы) с дальнейшим использованием в цикле станции;

помещения с постоянным обслуживающим персоналом оборудуются стационарным освещением, отоплением, вентиляцией, кондиционированием воздуха, средствами связи, а также санузлами и эвакуационными выходами.

Управление производством предприятия, организация условий и охраны труда

Организационная структура управления предприятием и отдельными производствами, численность профессионально-квалификационного состава работающих

Проектируемый турбоагрегат входит в цеховую структуру ТЭЦ и управляется техническими службами и руководством ТЭЦ. Структура управления ТЭЦ при замене турбоустановки не меняется. Организация дополнительных цехов, отделов или подразделений не предусматривается. Принятая схема оперативного управления турбоагрегата ст. № 5 предусматривает:

управление технологическими процессами;

применение эффективной и современной автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУ ТП).

Система АСУ ТП обеспечивает контроль и управление технологическими процессами, технологические защиты, мониторинг состояния основных узлов оборудования, формирование и представление информации, ее документирование и архивирование, а также решение других задач.

Санитарно-гигиенические условия труда работающих

В существующих зданиях предусмотрены санитарно-бытовые помещения.

Все помещения имеют отопление, вентиляцию, естественное и искусственное освещение и оборудованы оповещающей сигнализацией и связью.

Питание персонала и работающих на территории ТЭЦ подрядных организаций осуществляется в существующей столовой.

На территории ТЭЦ имеется медпункт (здравпункт).

Постоянные рабочие места оперативного персонала оборудованы в соответствии с требованиями НТД по освещению, шуму, вентиляции и кондиционированию.

Взаимное расположение и компоновка рабочих мест обеспечивают возможность быстрой эвакуации при возникновении аварийной ситуации.

Предусмотрено централизованное обеспечение оперативного персонала спецодеждой и средствами индивидуальной защиты: костюм х/б; каска защитная; рукавицы комбинированные; респиратор; наушники противошумные; галоши диэлектрические; перчатки диэлектрические.

Мероприятия по охране и техники безопасности

Технологические процессы на ТЭЦ сопровождаются образованием и выделением ряда вредностей, отрицательно влияющих на работоспособность и здоровье обслуживающего персонала.

Выполнение требований техники безопасности и создание благоприятных условий труда для производственного персонала определяются:

наличием проекта производства работ (ППР), в котором должны быть детально разработаны исчерпывающие мероприятия по обеспечению безопасных условий производства работ, согласованные со службами подрядных организаций, участвующих в реконструкции и заказчиком;

оформлением акта-допуска по форме приложения 2 СНиП РК 1.03-05.2001 и в соответствии с «Правилами по оформлению и применению нарядов-допусков при производстве работ в условиях повышенной опасности в организациях различной формы собственности и хозяйствования»;

раздельный метод организации работ, исключающий совместную работу различных организаций в одной рабочей зоне;

до начала работ должны быть разработаны и утверждены мероприятия по технике безопасности и производственной;

при въезде на площадку электростанции должна быть установлена схема транспортного движения, указатели безопасных проходов, автодорожные знаки, обозначены зоны отдыха и курения;

опасные зоны работ (работающие механизмы, оборудование и т.п.) должны быть ограждены от доступа посторонних лиц, либо отмечены предупредительными знаками, надписями;

в темное время суток площадка должна иметь общее освещение;

в зимний период, для отдыха и обогрева работающих в на открытом воздухе, должно быть выделено помещение.

Для защиты оперативного персонала от опасных и вредных факторов предусмотрено:

выбор оборудования, арматуры и трубопроводов с техническими характеристиками, обеспечивающими безопасную эксплуатацию технологических установок, узлов, коммуникаций;

разработка компоновки основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающей возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации. Расположение арматуры на трубопроводах предусматривается в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта. Оборудование и трубопроводная арматура снабжаются в необходимом количестве стационарными площадками обслуживания, лестницами, переходными мостиками и т. д.;

применение электрических приводов и, при необходимости, байпасирования трубопроводами малого диаметра (в т. ч. для прогрева трубопроводов) для оперативно используемой арматуры, арматуры большого диаметра и арматуры с большим перепадом давлений;

теплоизоляция всех элементов технологического оборудования и трубопроводов с повышенной температурой рабочей среды с тем, чтобы температура на поверхности изоляции в местах, где возможно касание их людьми, не превышала 45°С;

применение для технического обслуживание основного и вспомогательного оборудования электростанции, в основном, стационарных грузоподъемных механизмов – мостовых и подвесных кранов, передвижных талей и пр.;

для обеспечения необходимого уровня безопасности в зонах обслуживания электротехнических устройств и установок предусматриваются заземляющие устройства, которые соединяются не менее, чем в двух точках с общим для всей территории электростанции заземляющим устройством с сопротивлением не более 0,5 Ом;

в сети ремонтного освещения используется пониженное безопасное напряжение 12 В. Во взрыво- и пожароопасных зонах и помещениях к установке принимаются электроаппараты, двигатели, проводка и осветительная арматура во взрывобезопасном исполнении и пыленепроницаемые со степенью защиты 5.4;

для защиты людей и оборудования от поражения молнией предусматривается система молниезащиты;

для контроля за отклонениями технологических параметров оборудования от нормальной работы предусмотрена установка приборов, контролирующих температуру, давление, расход, уровень вибрации и т.д. Приборы контроля, средства автоматизации и управления технологическими процессами, устанавливаемые во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок, выбраны в соответствии с классом помещений, категорией и группой взрывоопасных смесей.

6.2.3 Архитектурные решения

Главный корпус

Здание главного корпуса существующее, с размерами в плане 108,0х420,0 м в котором располагаются:

в рядах А-Б пролетом 45,0 м – машинное отделение;

в рядах Б-В пролетом 12,0 м – бункерно-деаэраторное отделение;

в рядах В-Г пролетом 39,0 м – котельное отделение;

в рядах Г-Д пролетом 12,0 м - помещение регенеративных воздухоподогревателей.

В проекте предусмотрена реконструкция главного корпуса в связи с заменой турбины, котлоагрегата, регенеративных воздухоподогревателей и связанные с этим работы.

Котельное отделение

В проекте предусмотрен демонтаж металлоконструкций площадок обслуживания, балок ПГВП, демонтаж каркаса котла, демонтаж фундаментов под оборудование.

В связи с установкой нового вспомогательного оборудования разработаны фундаменты под технологическое оборудование с площадками обслуживания.

С заменой каркаса котла разработаны опорные конструкции под ПГВП и трубопроводы, переходные площадки в котельном отделении.

Предусмотрена замена полов.

Машинное отделение

В проекте предусмотрена:

реконструкция существующего фундамента для установки турбины нового образца К-325-23,5;

замена площадок на отметке 0,600 м;

замена площадок обслуживания турбины;

замена площадок обслуживания ПСВ, ПЭН, ПТН, бустерных насосов, ПВД, внутри турбины;

замена площадок БОУ, установка демпферных и аварийных баков, площадки обслуживания конденсатных насосов I и II подъемов.

Бункерно-деаэраторное отделение

В проекте предусмотрена реконструкция помещений с учетом замены технологического оборудования и новой трассировки трубопроводов.

Предусмотрена замена металлического настила на всех отметках бункерно-деаэраторного отделения, с учетом дефектов и новой прокладки трубопроводов.

Вновь устраиваемое помещение маслостанций мельниц расположено в бункерно-деаэраторном отделении на отметке 0,600 м с заглублением пола до отметки 0,000 м.

Двери – металлические.

РУСН-6,0 кВ и 0,4 кВ энергоблока ст. № 5

В проекте предусмотрено проведение следующих работ:

Установка закладных деталей в новой конструкции пола для крепления шкафов 6,0 и 0,4 кВ;

отделочные работы стен и потолков;

замена полов.

Здание электрофильтров

В связи с заменой четырехпольных электрофильтров на пятипольные приняты следующие проектные решения:

для максимального использования существующих конструкций предусмотрена новая опорная рама с консолями по осям помещения электрофильтров «А» и «Е»;

устройство площадки обслуживания на отметке 12,0 м с выходом на кровлю.

Здание дымососов

Для установки дымососов типа ДО-31,5-600 с новым электроприводом предусмотрен демонтаж существующего фундамента под дымосос до отметки верха фундаментной плиты минус 2,0 м. Разработан фундамент под дымосос и площадки обслуживания.

С заменой дымососов и новой трассировкой газоходов предусмотрен демонтаж керамзитобетонных стеновых панелей по оси «Ж» с заменой их на панели типа «сэндвич».

Предусмотрены внутренние ремонтно-восстановительные и отделочные работы стен и потолка.

6.2.4 Конструктивные решения

Главный корпус

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости – II.

Категория производства:

котельное отделение – Г;

щиты управления – Г;

РУСН - 6,0кВ, 0,4кВ – Г;

бункерно-деаэраторное отделение – Г.

Здание главного корпуса ряд "АД" существующее.

В проекте рассмотрена реконструкция главного корпуса в связи с заменой турбины, котлоагрегата, воздухоподогревателей и связанные с этим работы.

Согласно, заключению о техническом состоянии строительных конструкций главного корпуса ячейки энергоблока и металлоконструкций каркаса котла типа ПК39-II, выполненного ТОО «КФ КОТЭС» в 2012 году г. Павлодар (см. технический отчет № 1886-12-ОСК1, № 1886-12-ОСК2, № 1886-12-ОСК3, № 1886-12-ОСК4, № 1886-12-ОСК5) – основные

несущие конструкции площадок обслуживания работоспособные и ограниченно работоспособные. В проекте и в техническом отчете по обследованию приведены рекомендации по восстановлению работоспособности конструкции, подлежащие обязательному выполнению заказчику.

Машинное отделение

По заданию завода-изготовителя турбины ОАО «Турбоатоммаш» г. Харьков (чертеж № Б-806043 ТЧ) проектом заложена реконструкция существующего фундамента для установки турбины нового образца К-325-23.5.

Расчетом проверена его несущая способность существующих фундаментов на нагрузки от вновь проектируемых оборудовании.

В проекте предусмотрена замена:

площадок на отметке +0,600 (чертеж №2441/14-1-КМ листы 3, 11);

площадок обслуживания турбогенератора (чертеж №2441/14-1-КМ листы13,19);

площадок обслуживания бустерных насосов, ПСВ, ПЭН, ПТН, ПВД, внутри турбины (чертеж №2441/14-1-КМ листы 12, 20, 21, 24, 26);

площадок БОУ (чертеж №2441/14-1-КМ лист 25), установка демпферных и аварийных баков, площадки обслуживания конденсатных насосов I и II подъемов (чертеж №2441/14-1-КМ листы 27, 29).

Все площадки обслуживания предусмотрены металлические из прокатных профилей. Площадки выполнены из металлических балок, соединенных к существующим колоннам шарнирно или жестко. Балки предусмотрены из следующих прокатных профилей:

из двутавров горячекатаных с параллельными гранями полок № 40Б1, 30Б1, 25Б1, 20Б1, 16Б1, № 60Б2, 35Б2, 25Б2, 16Б2, № 60Ш1, 50Ш1, 35Ш1, № 40ШС2, 30ШС1, 25ШС1 СТО АСЧМ 20-93;

из балок двутавровых № 30, 20 ГОСТ 8239-89;

из швеллеров горячекатаных [30, 24, 20, 18, 16, 14, 12, 10 ГОСТ 8240-97.

Бункерно-деаэраторное отделение

В проекте предусмотрена реконструкция помещений с учетом замены технологического оборудования и новой трассировки трубопроводов.

Перекрытия бункерно-деаэраторного отделения выполнены из сборных железобетонных ребристых плит длиной 12 м высотой 600 мм шириной 1,5-3,0 м.

Часть перекрытий выполнена из сборных железобетонных плоских плит толщиной 100 мм и рифленой стали по металлическим балкам.

По результатам обследования выявлено наличие на железобетонных конструкциях – трещин, отслоение защитного слоя бетона, участки разрушения бетона с оголением арматуры, как полок, так и продольных ребер плит перекрытия, поверхностная коррозия арматуры плит перекрытий, многочисленные пробитые и не заделанные отверстия в полках плит, снижающие их несущую способность, металлическое перекрытие по балкам требует полной замены с учетом новой разводки трубопроводов и крепления к ним технологических опор.

Проект предусматривает замену металлического настила на всех отметках бункерно-деаэраторного отделения, с учетом дефектов и новой прокладки трубопроводов (чертеж № 2441/14-1-КМ листы 30-36).

Вновь устраиваемое помещение маслостанций мельниц расположено в бункерно-деаэраторном отделении на отметке +0,600 с заглублением пола до отметки 0,000 м. Стены выполнены из кирпича, перекрытие – монолитное по несъемной опалубке из профилированного листа, двери металлические.

Котельное отделение

В проекте предусмотрен демонтаж металлоконструкций площадок обслуживания, балок ПГВП, демонтаж каркаса котла, демонтаж фундаментов под оборудование. В связи с этим разработаны:

фундаменты под технологическое оборудование с площадками обслуживания (чертеж № 2441/14-1-КЖ лист 5, № 2441/14-1-КМ листы 57-58);

опорные конструкции под ПГВП и трубопроводы, переходные площадки в котельном отделении (чертеж № 2441/14-1-КМ листы 37-52).

Фундаменты под каркас котлоагрегата не изменены. Обследование существующих фундаментов под каркас котла и фундаментных болтов в работающем режиме не производились. Обследование должно быть выполнено после демонтажа каркаса котла. Соответственно решение по фундаментным болтам будет принято после обследования. В настоящем проекте с учетом демонтажных работ заложено удлинение фундаментных болтов ванной сваркой с резьбовой частью болта (чертеж № 2441/14-1-КЖ лист 5).

В связи с заменой мельниц предусмотрен демонтаж существующих фундаментов у ряда «В» и разборка монолитной части фундаментов до отметки минус 0,400 м с устройством монолитного фундамента (чертеж № 2441/14-1-КЖ лист 3).

В связи с увеличением нагрузок от вновь устанавливаемых трубчатых воздухоподогревателей (ТВП) взамен демонтируемых предусмотрено устройство монолитных железобетонных фундаментов с подколонниками с передачей нагрузок на грунты основания (чертеж № 2441/14-1-КЖ лист 2, № 2441/14-1-КМ лист 53).

Выполнена реконструкция стенового ограждения по ряду «Д» (чертеж № 2441/14-1-КМ лист 56).

Пристанционный узел

В проекте заложена замена трансформаторов, установленных в пристанционном узле вдоль ряда «А» главного корпуса у наружной стены.

Замена трансформаторов предусмотрена на существующие фундаменты с заменой путей перекатки. Существующие маслоприемные чаши демонтированы с устройством новых маслостоков.

Помещение МУВГ – фундамент монолитный, стены кирпичные, покрытие монолитное по несъемной опалубке.

Генераторная цепь между главным корпусом и блочным трансформатором «5 Т» выполняется комплектным токопроводом.

Под токопроводы выполнена система балок и площадок обслуживания (чертеж № 2441/14-4-КМ лист 2-5).

РУСН – 6,0 и 0,4 кВ энергоблока ст. № 5

Проектом предусмотрено проведение работ по установке закладных деталей конструкции пола для крепления шкафов.

Здание электрофильтров

Помещение электрофильтров представляет собой каркас из железобетонных колонн с металлическими балками. Колонны сечением 700х700 мм установлены на монолитную железобетонную фундаментную плиту толщиной 1000 мм.

Колонны раскреплены в продольном и поперечном направлениях металлическими ригелями и распорками.

Стены помещения выполнены из керамзитобетонных панелей толщиной 250 мм, которые крепятся к колоннам через закладные детали.

В связи с заменой электрофильтров приняты следующие проектные решения:

для максимального использования существующих конструкций запроектирована опорная рама с консолями по осям помещения электрофильтров «А» и «Е» (№ 2441/14-2-КМ листы 2,3);

площадка обслуживания на отметке 12,000 м с выходом на кровлю (№ 2441/14-2-КМ лист 4).

Проектом предусмотрено стеновое ограждение по периметру корпуса (№ 2441/14- листы 6,7), опорные конструкции и площадки обслуживания по отбору сухой золы, опорные конструкции под кабельные трассы и газопроводы (№ 2441/14-2-КМ листы 8-18).

Согласно оценке технического состояния существующего постамента, выполненному ТОО «КФ КОТЭС» в 2012 году, предназначенного для установки новых электрофильтров блока ст. № 5А (технический отчет № 1886/12-ОСК2), получены следующие результаты состояния строительных конструкций:

фундаменты под каркас постамента выполненные из монолитной железобетонной плиты с подколонниками, инженерно-геологические условия, качество бетона фундаментов и результаты проверочного расчета позволяют решить, что они могут быть использованы для восприятия нагрузок от вновь устраиваемых электрофильтров;

существующие колонны каркаса постамента из сборных железобетонных конструкций - работоспособные.

Здание дымососов

Для установки проектируемых дымососов проектом предусмотрен демонтаж существующего фундамента под дымосос до отметки верха фундаментной плиты минус 2,000. Разработан фундамент под дымосос (чертеж № 2441/14-3-КЖ лист 4) и площадки обслуживания (чертеж № 2441/14-3-КМ листы 3,4).

Также предусмотрен демонтаж керамзитобетонных стеновых панелей по оси «Ж» с заменой их на панели типа «сэндвич» (чертеж № 2441/14-3-КМ лист 2).

В проекте предусмотрены внутренние ремонтно-восстановительные и отделочные работы стен и потолка (чертеж № 2441/14-3-АР лист 1).

Защита строительных конструкций от коррозии

Все металлоконструкции покрыты эмалью ПФ-115 по ГОСТ 6465-76 по огрунтовке ГФ-021 ГОСТ 25129-82.

Согласно инженерно-геологических изысканий – грунтовые воды не проявляют агрессивного воздействия к любым видам бетона, по содержанию сульфатов грунт не агрессивен, поэтому все подземные конструкции выполняются на обычном бетоне с рядовым портландцементом, плотностью до W4.

Металлоконструкции окрашиваются согласно СНиП РК 2.01-19-2004 Раздел 5 для сухой зоны влажности. Степень агрессивного воздействия среды на металлические конструкции внутри отапливаемых зданий для группы газов "В" - неагрессивная (табл.24 СНиП РК 2.01-19-2004).

Мероприятия по снижению отрицательного влияния свойств грунта основания

Инженерно-геологическими изысканиями опасных геологических процессов, требующих проектирования инженерной защиты территорий или сооружений, согласно требований МСН РК 2.03-02-2002 "Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов" - не выявлено.

Согласно технического отчета измерение осадок фундаментов зданий, сооружений и основного оборудования АО «ЕЭК», выполненного ОАО «Сибтехэнерго» в 2007 году, (инв. № 10862), по главному корпусу осадочные марки установлены в два этапа – с1-ой по 19 стабилизировались к 1987 году и в дальнейшем каких-либо видимых осадок не наблюдалось.

Предусмотрена наблюдение за осадками фундаментов турбоагрегата

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

Отопление

Отопление в помещениях КРУ-0,4 кВт, преобразовательной подстанции электрофильтра № 5А, в помещении СГК-501, в помещении щита возбуждения генератора, в помещении генераторного выключателя, в помещениях щитов 5НА-5НБ и 5РА-5РБ – электрическое. В качестве нагревательных приборов приняты электроконвекторы и инфракрасные обогреватели.

В помещении релейного отсека, релейного щита блока № 5, БЩУ-3, щитов 5НВ-5НГ отопление не предусмотрено.

Вентиляция и кондиционирование

В помещениях КРУ-0,4 кВт, преобразовательной подстанции электрофильтра № 5А приточный воздух подается центробежным вентилятором с подогревом воздуха в зимний период. Приточная установка расположена в венткамере на отметке 6,720 м. Вытяжка предусмотрена осевыми вентиляторами. Из помещения на отметке 6,720 м вытяжка предусмотрена крышным вентилятором.

В помещении СГК-501 предусмотрена установка кондиционера типа сплит-системы.

В помещении щита возбуждения генератора вытяжка предусмотрена при помощи осевого вентилятора. Приток предусмотрен через отверстия в стене. Предусмотрена установка 2-х кондиционеров шкафного типа.

В помещении генераторного выключателя вытяжка предусмотрена из нижней зоны при помощи центробежного вентилятора наружной установки. Приток предусмотрен естественный при помощи утепленного клапана, установленного в наружной стене.

В помещении щитов 5НА-5НБ вытяжка предусмотрена осевыми вентиляторами, приток естественный через отверстия в наружной стене. Предусмотрена установка 2-х кондиционеров шкафного типа.

В помещениях щитов 5РА-5РБ приток предусмотрен естественный с подогревом воздуха в зимний период в электрокалориферных установках. Вытяжка предусмотрена центробежными вентиляторами наружной установки.

В помещении релейного отсека, релейного щита блока № 5, БЩУ-3 приточный воздух подается канальными приточными установками, вытяжка канальными и осевыми вентиляторами. Из серверной вытяжка предусмотрена осевым вентилятором. В приточных установках приняты 1 рабочий агрегат, 1 резервный агрегат. Приточный воздух нагревается в зимний период и охлаждается в летний период года.

В помещении щитов 5НВ-5НГ предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция с естественным побуждением. Для поддержания внутренней температуры предусмотрена установка 2-х кондиционеров шкафного типа.

Водоснабжение и канализация

Существующие системы и схемы водоснабжения, противопожарного водоснабжения, производственного водоснабжения и канализации на площадке ЭС сохраняются без изменений.

Противопожарное водоснабжение

При реконструкции энергоблока ст. № 5 пожаротушение из пожарных кранов сохраняется с заменой участков магистральных трубопроводов противопожарного водопровода в границах котлоагрегата. В котельном отделении предусмотрена установка автоматического пожаротушения в кабельных каналах вновь устанавливаемого котлоагрегата. Предусмотрена установка с лафетными стволами и стационарной установкой охлаждения маслобака водой в турбинном отделении.

Орошение ферм покрытия машинного зала предусмотрено двумя компактными струями от лафетных установок. Приняты лафетные стволы типа ПЛС-П20 с диаметром спрыска 28 мм и напором у ствола 60,0 м.

Противопожарная защита маслосистемы турбоагрегата сводится к охлаждению водой маслонаполненного оборудования при одновременном орошении ферм покрытия машзала для их охлаждения. Охлаждение маслобака осуществляется от стационарной установки водяного охлаждения с ручным пуском, а остальные элементы маслосистемы, при необходимости, охлаждаются от пожарных кранов, установленных на сети внутреннего противопожарного водопровода. В качестве огнегасящего вещества принята распыленная вода. Исполнительные элементы - оросители дренчерные водяные типа ДВВо-10. Рабочее давление воды у оросителя - 3 кгс/см.

Автоматические установки пожаротушения кабельных тоннелей котла ст. № 5 главного корпуса состоят из секций установок водяного пожаротушения (УВП). В УВП входит подводящий трубопровод, запорно-пусковое устройство и сухотрубная система с дренчерными оросителями типа ДВВ-10. Узлы правления УВП с электрофицированными задвижками расположены на отметке 9,600 м котельного отделения. Рабочее давление воды у оросителя - 3 кгс/см.

Трубы внутренней системы производственно-противопожарного водоснабжения приняты стальными электросварными по ГОСТ10704 -91.

Расчетный расход воды на внутреннее пожаротушение:

пожарные краны турбинного отделения – 40 л/сек;

лафетные стволы – 38 л/сек;

стационарная установка охлаждения маслобака турбогенератора – 17 л/сек;

автоматическая установка кабельных каналов котлов – 21 л/сек.

При реконструкции энергоблока ст. № 5 схема пенопожаротушения главного корпуса и пристанционного узла сохраняется. Предусмотрена реконструкция автоматического пенопожаротушения кабельного хозяйства главного корпуса, трансформатора в пристанционном узле энергоблока № 5, реконструкция системы пенопожаротушения технологического оборудования в пределах пятого энергоблока.

Источником питания системы пенопожаротушения при реконструкции является существующая внутренняя система пенотушения главного корпуса. Предусмотрены автоматические установки пенопожаротушения для маслонаполненного технологического оборудования. Подключение установок выполнено с помощью узлов управления к существующим магистральным пенопроводам. Предусмотрен частичный перенос магистральных пенопроводов, попадающих в зону реконструкции 5-ого энергоблока. При этом существующая схема пенопожаротушения сохраняется.

Кабельные помещения в границах энергоблока ст. № 5 разбиты на 8 направлений таким образом, что расход пенообразователя на одно наибольшее направление составляет 90 л/с. В качестве огнегасящего вещества принята воздушно-механическая пена на основе водного пенообразователя типа ПО-6ТС-М. В каждом из направлений установлены стационарные пеногенераторы ПГС-600 для приготовления пены средней кратности производительностью 4-6 л/сек. Расчетное время тушения пожара - 10 мин, запас раствора

пенообразователя рассчитан на 30 мин. Пеногенераторы в защищаемых кабельных помещениях установлены так, чтобы поток пены из них имеет общее направление с потоком воздуха при работе вентиляции. Распределительные и питательные трубопроводы направлений являются сухотрубами, которые через задвижки с электроприводом в узлах управления подключаются к магистральному пенопроводу главного корпуса, постоянно заполненному пенораствором. Во всех кабельных помещениях, защищаемых АУППТ, предусматривается система удаления пены после пожара с выполнением гидроизоляции на отметках перекрытий. Система отвода остается существующей.

Предусмотрено пенопожаротушение блочного трансформатора ТДЦ-400000/500-УХЛ стационарной автоматической установкой пенопожаротушения (АУПП) дренчерного типа. В качестве огнетушащего вещества принят распыленный раствор пенообразователя ПО-6ТС-М. Дренчерные оросители приняты типа ОПДР-15-УСА, для создания воздушно-механической пены низкой кратности. Питательные и распределительные трубопроводы установки пенотушения являются сухотрубами. Питательный трубопровод трансформатора через задвижку с электроприводом, установленную в главном корпусе, подключается к магистральному пенопроводу машзала. Для предупреждения возгорания устанавливается система азотного гашения и предупреждения взрывов фирмы SERGI. Расчетное время тушения трансформатора – 10 минут, после чего установка отключается вручную. Запас пенообразователя обеспечивает бесперебойную работу АУПП в течении 30 минут. Отвод стоков пенообразователя и маслс при пожаротушении реактора производится через маслоприемники в существующую систему аварийных маслостоков.

Для возможности ручного пожаротушения на магистральном пенопроводе устанавливаются четырех рожковые «гребенки», к которым через пожарные рукава подключаются переносные пеногенераторы ГПС-600 и стационарные установки пожаротушения с ручным управлением. Пожарные рукава и переносные пеногенераторы хранятся в металлических шкафах, установленных в безопасных и удобных для обслуживания местах. Стационарные установки обеспечивают тушение пожара на главном маслобаке блока, на аварийном маслобаке, а также демпферных баках турбогенератора. Подключение питательных трубопроводов установок к «гребенкам» магистральных пенопроводов предусмотрено с помощью задвижек с ручным управлением, установленным в безопасном для обслуживания месте.

Гарантированный напор в сети пенопроводов – 75,0 м обеспечивает существующая насосная станция пенопожаротушения № 1.

Трубы системы пенопожаротушения приняты стальными электросварными по ГОСТ 10704-91.

Расчетный расход пенообразователя на пожаротушение наибольшего кабельного помещения – 90 л/сек.

Автоматическая установка трансформатора пеной – 70 л/сек.

Техническое водоснабжение

При реконструкции энергоблока ст. № 5 схема технического водоснабжения сохраняется. Подача воды на охлаждение оборудования пятого энергоблока производится блочной береговой насосной станции № 2.

В рамках реконструкции энергоблока ст. № 5 в береговой насосной станции № 2 предусмотрена замена насосного оборудования и водоочистных вращающихся машин, расположенных в аванкамерах насосов, обеспечивающих подачу охлаждающей речной воды на охлаждение оборудования.

К замене принято следующее оборудование:

два насоса циркуляционной воды (осевой вертикальный камерный типа ОПВ5-110-КЭ У3, Q=19 200 м^3/ч, H=10,5 м);

две водоочистных вращающихся машины типа ТЛР-3000-13000.

В проекте предусмотрена реконструкция существующих напорных и сливных циркуляционных водоводов в границах энергоблока ст. № 5, а также наружных напорных циркуляционных водоводов.

Подача циркуляционной воды от блочной насосной станции к конденсатору турбины обеспечивается водоводами диаметром 1840х8 мм из листовой стали, усиленными кольцевыми рёбрами жёсткости. Сброс отработанной воды из главного корпуса до коллекторов сливной воды производится по стальным трубопроводам диаметром 1840х8 мм.

Электротехнические решения

По реконструкции энергоблока ст. № 5 предусмотрены:

замена генератора энергоблока ст. № 5 на генератор ТГВ-325-2АУЗМ;

замена блочного трансформатора на трансформатор ТДЦ-400000/500 УХЛ1;

замена отпаечного трансформатора собственных нужд типа ТРДНС- 40000/35УХЛ1;

замена системы возбуждения генератора на статическую тиристорную систему самовозбуждения с установкой трансформатора возбуждения типа ТСЗП-4200/20УХЛ1;

замена устройств релейной защиты блока генератор-трансформатор, синхронизации, ДЗО, УРОВ энергоблока ст.№ 5 на устройства защиты на микропроцессорной базе;

выполнение системы мониторинга системы предотвращения пожара SERGI для блочного трансформатора 5Т и трансформатора собственных нужд 25Т;

замена щита постоянного тока энергоблоков ст. № № 5, 6;

выполнение системы АСКУЭ с интеграцией в существующую систему;

замена токопроводов 20 кВ от генератора до генераторного выключателя и от генераторного выключателя до блочного трансформатора 5Т, с учетом подключения трансформатора системы возбуждения;

замена токопроводов собственных нужд 6 кВ на экранированные комплектные токопроводы;

замена распределительных устройств собственных нужд 6 кВ на распределительные устройства, укомплектованные вакуумными выключателями и микропроцессорными терминалами защит;

реконструкция помещений РУСН 6 кВ с организацией приточно-вытяжной вентиляции;

реконструкция сети освещения в помещениях РУСН 6 кВ в соответствии с действующими нормами;

замена распределительных устройств собственных нужд 0,4 кВ на современные, укомплектованные микропроцессорными терминалами защит;

замена трансформаторов собственных нужд 6,3/0,4кВ;

реконструкция помещений РУСН 0,4 кВ с организацией приточно-вытяжной вентиляции;

реконструкция сети освещения в помещениях РУСН 0,4 кВ в соответствии с действующими нормами;

замена сборок РТЗО, низковольтных шкафов турбинного и котельного отделений, дымососного отделения;

реконструкция сети освещения турбинного и котельного отделения энергоблока ст. №5, помещения тиристорной системы возбуждения, кабельных полуэтажей, блочного щита управления (БЩУ), релейного щита (РЩ), релейного отсека (РО), помещения сборок и задвижек отделения электрофильтров;

замена силового и контрольного кабеля;

выполнение схем измерений, управления, сигнализации элементов собственных нужд;

реализация приводов и регулирования частоты вращения механизмов ПСУ на частотных преобразователях.

Схема выдачи мощности

Реконструкция энергоблока ст.№ 5 с установкой генератора ТГВ-325-2АУ3(М) выполнена в соответствии со схемой выдачи мощности, согласованной АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» «KEGOC» Филиала «Северные межсистемные электрические сети» письмом от 29 октября 2015 года № 24-02-15/3706. Выдача электрической мощности энергоблока ст. № 5 Аксуской ЭС АО «ЕЭК» осуществляется на напряжении 500 кВ гибкими связями на шины ОРУ-500 кВ.

ОРУ-500 кВ выполнено по типовой схеме 500-16 «Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий» с подключением энергоблока № 5 в ячейку № 2.

Схема электрических соединений главная

При реконструкции энергоблока ст. № 5 главная схема электрический соединений существующей части электростанции остается без изменений.

Турбогенератор номинальной мощностью 325 МВт и номинальным напряжением 20 кВ серии ТГВ-325-2АУ3М со статической тиристорной системой самовозбуждения, сопрягается с паровой турбиной типа К-325-23,5.

Турбогенератор, через вновь устанавливаемый блочный повысительный трансформатор номинальной мощностью 400 МВА и номинальным напряжением 500/20 кВ гибкой связью подключается к шинам ОРУ-500 кВ.

Защита силового блочного трансформатора от перенапряжений на стороне 500 кВ осуществляется посредством установки ограничителей перенапряжения типа Varisil.

Рабочее питание собственных нужд блока осуществляется от отпаечного трансформатора типа ТРДНС-40000/35 У1 с напряжением 20±8х1.5%/6,3-6,3кВ.

Трансформаторы устанавливаются в пристанционном узле вдоль ряда «А» главного корпуса.

Связь генератора с блочным трансформатором осуществляется комплектными пофазно-экранированными токопроводами типа ТЭНЕ-20-12500-400 УХЛ1. Отпайка к трансформатору собственных нужд и трансформатору возбуждения выполняется комплектными пофазно-экранированными токопроводами типа ТЭНЕ-20-1600-560 УХЛ1.

Трассировка вышеуказанных токопроводов в наружной их части осуществляется по специальным эстакадам.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения для нужд АСКУЭ и релейной защиты устанавливаются в генераторном токопроводе.

Схема электрических соединений собственных нужд

Питание электродвигателей собственных нужд (с.н.) мощностью 200 кВт и выше принято на напряжении 6 кВ, а электродвигателей меньшей мощности – на напряжении 380 В переменного тока. На части электродвигателей технологического оборудования предусматривается установка приводов с частотным регулированием.

Питание электроприемников собственных нужд 6 кВ и 0,4 кВ блока № 5 выполнено по II категории надежности электроснабжения. Категория надежности электроснабжения обеспечивается установкой резервного трансформатора 6/0,4 кВ мощностью 1000 кВА для секций собственных нужд 0,4 кВ, установкой резервного трансформатора 6/0,4 кВ мощностью 1600 кВА на электрофильтрах и подключениями секций собственных нужд блока № 5 к шинам резервного питания 6 кВ.

Электродвигатели ответственных потребителей (маслонасосы смазки турбин, уплотнения вала генератора) приняты постоянного тока = 220 В с питанием от цепей постоянного тока.

Для электроснабжения потребителей собственных нужд энергоблока № 5 на напряжении 6 кВ предусмотрено две секции 6 кВ - «5РА» и «5РБ», выполненных по схеме «одиночная система сборных шин», на базе ячеек, укомплектованных вакуумными выключателями и микропроцессорными блоками защит «M1COM».

Рабочее питание секции «5РА» и «5РБ» КРУ-6 кВ получают от отпаечного трансформатора собственных нужд типа ТРДНС-40000/35УХЛ1 номинальной мощностью 40 МВА и номинальным напряжением 20±8х1/5%/6,3-6,3кВ.

Связь от отпаечного трансформатора собственных нужд до распределительных устройств 6 кВ выполняется закрытым токопроводом типа ТЗКР-6-2000-81УХЛ1.

Резервное питание секций «5РА» и «5РБ» КРУ-6 кВ предусматривается от существующего резервного трансформатора мощностью 40 МВА.

Трансформаторы низкого напряжения 6,3/0,4 кВ предусмотрены сухого исполнения мощностью 1000 кВА типа ТСЗ-1000/10У3. Трансформаторы устанавливаются в помещениях РУСН-0,4 кВ.

Электроснабжение потребителей собственных нужд блока на напряжении 0,4 кВ предусмотрено от четырёх рабочих трансформаторов 6,3/0,4 кВ мощностью 1000 кВА каждый. Резервирование секций РУСН-0,4 кВ выполнено по принципу явного резерва.

Для резервирования предусматривается установка резервного трансформатора собственных нужд 6,3/0,4 кВ мощностью 1000 кВА.

Для электроснабжения потребителей электрофильтров предусмотрены секции РУСН-0,4 кВ с трансформаторами по 1600 кВА.

В качестве распределительных устройств 0,4 кВ к установке приняты шкафы серии КРУЗА П.

В соответствии с «Нормами технологического проектирования тепловых электрических станций», на случай полной и длительной потери электроснабжения собственных нужд станции (более 30 минут) на двух блочных секциях РУСН-0,4кВ («5НА» и «5НБ») выделяются полусекции гарантированного питания («5НАО» и «5НБО». К данным полусекциям подключаются особо ответственные потребители собственных нужд блока.

Питание нагрузок, реконструируемых и расширяемых вспомогательных сооружений (в том числе блочная насосная станция) осуществляется от существующих секций 0,4 кВ.

Коммутационная аппаратура выбрана по номинальным параметрам и проверена по результатам расчетов токов короткого замыкания.

Кабели 6 кВ выбраны с учетом невозгораемости при действии токов короткого замыкания.

Для питания цепей приводов выключателей, управления, сигнализации, защит, оперативной блокировки, автоматики, аварийного освещения, электродвигателя аварийного маслонасоса турбины предусмотрена аккумуляторная батарея энергоблоков ст. № 5, 6. Проектом предусмотрена замена батареи и щита постоянного тока.

Кабельное хозяйство

Прокладка кабелей на площадке энергоблока ст. № 5 предусмотрена, в основном, по существующим кабельным трассам с заменой металлоконструкций.

Прокладка кабелей в главном корпусе предусмотрена в кабельных помещениях и тоннелях открыто по кабельным конструкциям.

В турбинном отделении основные кабельные трассы проходят в кабельных этажах и тоннелях на отметке минус 3,000 м.

Кабельный этаж на отметке минус 3,000 м предусматривается под электротехническими помещениями в рядах «А» - «Б» (отметка 0,600 м).

Под электротехническими помещениями в рядах «А» - «Б» в осях 19-24, располагающимися на отметке 6,000 м, находится кабельный полуэтаж на отметке 4,100 м. Также предусматриваются кабельные трассы поперек машзала в трёх кабельных туннелях на отметке минус 3,000 м.

В пределах турбогенератора прокладка кабелей предусматривается в коробах и открыто на металлоконструкциях по площадкам обслуживания, с выполнением кабельных переходов в кабельный этаж в рядах «Б» - «В». Одиночные кабели прокладываются на скобах и в трубах.

Связь кабельных помещений на отметке минус 3,000 м с кабельным полуэтажом на отметке 4,100 м и площадками турбогенератора, турбины и технологического оборудования на более высоких отметках осуществляется вертикальными кабельными шахтами.

В бункерно-деаэраторном отделении (БДО) основные потоки кабельных линий проложены в кабельном этаже на отметке 6,000 м в осях 19-24.

Переход кабелей из машинного отделения в БДО выполняется на отметке минус 3,000 м в кабельном туннеле, на отметке 6,000 м по переходным мостикам с площадок обслуживания в кабельный этаж.

Переход кабелей из кабельного этажа с отметки минус 3,000 м и отметки 6,000 м на более высокие отметки выполняется в вертикальных кабельных шахтах.

Прокладка основных кабельных потоков в котельном отделении главного корпуса производится по площадкам котла.

Переход кабелей из БДО на площадки котла выполняется по переходным кабельным мостикам из кабельного этажа на отметке 6,000 м.

Разводка кабелей по котлу предусматривается в коробах КП и в трубах по площадкам обслуживания.

Для прокладки контрольных кабелей применяется многослойная прокладка в коробе, жгутами на кабельных лотках, также применяются глубокие лотки.

Внутри кабельных коробов после прокладки кабелей выполняются противопожарные перегородки огнестойкостью не менее 0,75 часа на расстоянии не более 30 м на горизонтальных участках и не более 20 м на вертикальных и наклонных участках, а также в местах перехода кабелей в другие кабельные сооружения.

Проходы кабелей через стены, перекрытия и перегородки кабельных сооружений выполняются с уплотнением мест прохода кабелей трудно сгораемыми материалами, обеспечивающим нераспространение огня из одного помещения в другое в течение 0,75 часа.

С целью повышения пожарной безопасности все силовые и контрольные кабели приняты с оболочками, не распространяющими горение, с низким дымогазовыделением (типа нг-LS).

Для кабельных этажей, туннелей, шахт предусмотрено автоматическое пожаротушение распыленной водой в комплексе с мероприятиями по локализации пожаров.

<u>Электрическое освещение. Сварочная сеть</u>

Предусмотрено освещение главного корпуса, всех зданий и сооружений, вводимых с энергоблоком № 5.

В качестве источников света применяются люминесцентные, газоразрядные и светодиодные лампы.

Для всех помещений принята система общего равномерного или локализованного освещения. При необходимости предусматривается местное освещение.

В производственных помещениях предусмотрено рабочее и аварийное освещение (эвакуационное и освещение безопасности).

Напряжение сети освещения 380/220 В переменного тока с глухозаземленной нейтралью, напряжение ламп ~220 В, ремонтное освещение принимается 36/12 В.

Питание сети рабочего и аварийного освещения производится от трансформаторов собственных нужд 6,3/0,4 кВ.

Осветительная нагрузка подключается к шинам РУСН-0,4 кВ. От соответствующих секций РУСН-0,4 кВ отдельными магистральными линиями питаются магистральные сборки освещения, от которых отходят линии к щиткам освещения производственных помещений.

Для поддержания постоянства напряжения -380/220 В в сети освещения при толчках силовой нагрузки в цепях магистральных линий питания освещения предусматриваются стабилизаторы напряжения.

Аварийное освещение питается от сети ~380/220 В и подключается к панели аварийного освещения, на которой осуществляется автоматическое переключение с переменного на постоянный ток (аккумуляторную батарею) при исчезновении напряжения в сети - 380/220 В.

Сеть освещения выполняется кабелем не распространяющими горение, с пониженным дымообразованием типа АВВГнг-LS или ВВГнг-LS.

Для производства сварочных работ предусматриваются стационарные сварочные сети переменного тока ~380/220 В и 60 В, постоянного тока 60 В. Для термообработки стыков трубопроводов также предусматривается сеть сварки.

Питание сварочной сети напряжением 380 В переменного тока, а также преобразуемой с помощью понижающих и выпрямительных сварочных агрегатов сварочной сети 60 В постоянного и переменного тока, предусматривается от РУСН - 0,4 кВ.

Электротехнические мероприятия по безопасности эксплуатации электроустановок

На открытой площадке трансформаторов заземляющие проводники укладываются таким образом, что образуют выравнивающую сетку.

К наружному контуру заземления с помощью стальной полосы сечением 40х5 мм присоединяются части высоковольтного оборудования, подлежащие заземлению; магистрали внутреннего контура заземления каждого здания.

Магистрали внутреннего контура заземления выполняются из стальной полосы сечением 40х5 мм, к которой присоединяются все подлежащие заземлению части.

Отпайка от внутреннего контура заземления к оборудованию выполняется стальной полосой сечением 25х4 мм. Соединение заземляющих проводников с металлоконструкциями выполняются сваркой, а с корпусами оборудования сваркой или надежным болтовым соединением.

Предусматривается использование в качестве естественных заземлителей стальных строительных конструкций, арматуры фундаментов и кабельных конструкций, присоединяемых к сети заземления.

Защита от прямых ударов молний предусмотрена с помощью существующих молниеотводов.

Защита обмоток трансформаторов от волн атмосферных перенапряжений осуществляется ограничителями перенапряжений.

Защита от прямых ударов молнии оборудования пристанционного узла осуществляется существующими молниеотводами.

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии

В связи с проведением работ по энергоблоку ст. № 5 предусматривается реконструкция существующей системы АСКУЭ с заменой существующих трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и приборов учёта электрической энергии.

В качестве коммерческих приборов учёта на станции устанавливаются статические многофункциональные многопроцессорные счётчики активной и реактивной электроэнергии EuroalphaA 1802RALXQ-P4GS-DW-4.

Всё приборы учёта интегрируются в автоматизированную систему коммерческого учёта электроэнергии, которая обеспечивает сбор, обработку, хранение и передачу на верхний уровень, данных о выработке, расходах на собственные нужды и перетоках электроэнергии по присоединениям станции. Связь между счётчиками выполнена с помощью интерфейса RS-485. К линии интерфейса RS-485 подключение счётчиков производится через разветвительные коробки RS-485, что позволяет, производить замену счётчиков без нарушения целостности магистральной линии.

Управление, автоматика, сигнализация и измерения

Управление генераторным выключателем 5В, системой возбуждения, РПН трансформатора собственных нужд, выключателями вводов рабочего и резервного питания секций 6 кВ, выключателями 6 кВ и 0,4 кВ рабочих и резервного трансформаторов собственных нужд блока и секционными выключателями 0,4 кВ предусматривается с терминала АСУ ТП на БЩУ.

Управление выключателями 6/0,4 кВ рабочих и резервного трансформаторов электрофильтров предусматривается по месту с панели щита управления.

Управление электродвигателями собственных нужд 6/0,4 кВ осуществляется дистанционно из ПТК АСУТП, либо по месту. Предусматривается также отключение электродвигателя аварийной кнопкой по месту.

Автоматическая синхронизация генераторного выключателя 5В выполняется с использованием функций автосинхронизатора.

Включение на параллельную работу генератора с системой производится с БЩУ методом автоматической синхронизации с использованием автосинхронизатора и точной ручной синхронизации с использованием измерительных приборов.

Для принятия сигналов РЗиА вновь проектируемого оборудования в помещении 5НА-НБ устанавливается панель регистраторов с микропроцессорными терминалами.

Шкаф регистраторов также оснащен интерфейсом RS-485 и используется в качестве устройства нижнего уровня в АСУ ТП электростанции.

Сигнализация положения выключателей, срабатывания защит, неисправностей в цепях управления и защиты передаются в АСУ ТП для последующего отображения их на панели или терминале АСУ ТП.

Светозвуковая сигнализация аварийного отключения выключателей, управляемых с БЩУ обеспечивается приведением в действие центрального звукового сигнала и индивидуального светового сигнала (мигание лампы положения «отключено») на БЩУ.

На БЩУ выносится сигнализация вызова персонала при неисправности на местных щитах, в помещениях электротехнических устройств.

На ЦЩУ выносится сигнализация «Неисправность на блоке ТГ № 5», «Перегрузка ТГ № 5», «Неисправность охлаждения 5Т», «Работа газовой защиты 5Т (сигнализация)», «Работа газовой защиты 5Т (отключение)», «Низкий уровень масла 5Т», «Срабатывание КИВ-500 кВ трансформатора 5Т».

Измерение электрических величин для системы АСУ ТП и показывающих приборов производится с помощью многофункциональных измерительных преобразователей.

На БЩУ отображается информация по измерениям элементов главной схемы и трансформаторам собственных нужд.

На ЦЩУ отображается информация по активной и реактивной мощности блока.

Для электродвигателей мельниц от реле защиты типа «M1COM» в АСУ ТП передается сигнал для измерения теплового состояния двигателя.

Для измерения тока в АСУ ТП во всех двигательных ячейках 0,4 кВ устанавливаются измерительные преобразователи с аналоговым выходом 4-20 мА. Сбор информации для передачи в ПТК производится на панелях релейного помещения БЩУ.

Для элементов главной схемы электрических соединений и собственных нужд электростанции предусматриваются следующие виды автоматических устройств:

автоматическая синхронизация генератора;

автоматическое регулирование возбуждения (АРВ);

автоматическое гашение поля ротора генератора;

автоматическое включение и отключение обдува трансформаторов по температуре и нагрузке;

автоматическое регулирование напряжения трансформатора СН под нагрузкой;

автоматическое включение резервного питания (АВР) шин собственных нужд 6/0,4 кВ.

Трансформаторы собственных нужд 6/0,4 кВ включены по схеме явного резерва. При отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от схемы АВР включается выключатель 6 кВ резервного трансформатора и выключатель ввода резервного питания на секцию 0,4 кВ.

Аварийное включение резерва предусматривается для ответственных насосов.

Логика АВР электродвигателей насосов реализуется в ПТК АСУ ТП.

В АСУ ТП для выключателей 6 кВ подаются следующие сигналы:

положение выключателя «включено»;

положение выключателя «отключено»;

положение конечных выключателей тележки;

положение заземляющего разъединителя;

работа электрических защит;

исправность ячейки.

Для ТН 6 кВ**:**

положение конечных выключателей тележки;

положение заземляющего разъединителя;

неисправность на ячейке ТН.

Для выключателей вводов рабочего и резервного питания секций 0,4 кВ и секционных автоматов полусекций питания ответственных механизмов 0,4 кВ, а также для выключателей двигательных присоединений 0,4 кВ:

положение выключателя «включено»;

положение выключателя «отключено».

Для каждой секции 6 кВ из шкафа трансформатора напряжения в АСУ ТП передаются следующие сигналы:

«Вызов на секцию РУСН 6 кВ»;

«Земля на секции РУСН 6 кВ»;

«УРОВ секции РУСН 6 кВ».

Для каждой секции 0,4 кВ из шкафа общесекционных устройств секции в АСУТП передается сигнал «Вызов на секцию РУСН 0,4 кВ».

Для вводов питания секций 6 кВ собственных нужд, присоединений секций 6 кВ, а также вводов рабочего и резервного питания секций 0,4 кВ собственных нужд и присоединений секций 0,4 кВ принят постоянный ток напряжением 220 В.

Телемеханика

Для передачи информации по вновь вводимому оборудованию в вышестоящие центры управления предусматривается расширение системы телемеханики (ТМ) станции.

В программно-аппаратный комплекс телемеханики станции заводится информация по вновь вводимому оборудованию с последующей передачей информации в вышестоящие центры управления. Программно-аппаратный комплекс телемеханики расширяется в части установки в существующий контроллер дополнительных модулей на необходимое количество сигналов.

Источниками информации ТМ являются:

измерительные трансформаторы тока с вторичными кернами класса точности 0,5;

измерительные трансформаторы напряжения со вторичными обмотками классом точности 0,5;

дискретные сигналы типа сухой контакт коммутационных аппаратов.

В контроллеры ТМ по вновь вводимому оборудованию заводятся следующая информация:

активная и реактивная мощность генератора, ТСН;

положение генераторного выключателя 5В.

Релейная защита

Релейная защита элементов главной схемы

Предусмотрено выполнение релейной защиты генератора, трансформаторов 5Т, 25Т и 5ТТВ энергоблока ст. № 5.

Генератор имеет рабочую систему тиристорного самовозбуждения и резервную электромашинную систему возбуждения.

Энергоблок №5 генератор - трансформатор подключен на шины ОРУ - 500 кВ через генераторный выключатель 5В и выключатели ВС-2 и ВТ-5 ОРУ - 500 кВ.

Релейная защита блока предусматривается с применением цифровых устройств.

Комплекс защит блока выполняется в виде двух взаимно резервируемых автономных систем защит (1 и 2 комплекты защит). Распределение защит по системам выполняется на основании принципа взаимозаменяемости систем защит со 100% резервированием.

Для каждого комплекта защит предусматриваются индивидуальные измерительные трансформаторы.

Разделение по цепям переменного тока и напряжения предполагает подключение двух комплектов защит, обеспечивающих действие при всех видах КЗ на защищаемом элементе, к разным вторичным обмоткам трансформаторов тока и разным трансформаторам напряжения. Цепи переменного тока и напряжения выполняются отдельными экранированными кабелями, проложенными в разных кабельных каналах.

Вывод комплекта защит осуществляется с помощью отдельного режимного переключателя, расположенного на двери шкафа.

Шкафы имеют встроенную систему диагностики (не требуют периодического тестирования), регистраторы событий и аварийные осциллографы, а также оснащены интерфейсом RS-485 и используются в качестве устройств нижнего уровня в АСУ ТП электростанции.

Шкафы защит блока устанавливаются в релейном помещении на БЩУ, там же устанавливаются шкаф регистраторов и питания постоянного оперативного тока, шкаф преобразователей и счетчика, шкаф автоматической синхронизации выключателя.

В шкафы защит блока входят защиты генератора, ТСН, вводов 6,3 кВ.

Защиты генератора**:**

продольная дифференциальная защита генератора;

поперечная дифференциальная защита генератора;

защита от несимметричных К.З. и перегрузок;

защита от симметричных перегрузок;

резервная дистанционная защита от внешних К.З;

реле обратной мощности;

защита от потери возбуждения;

контроль исправности цепей напряжения защит генератора (КИН);

защита от понижения частоты;

защита от повышения напряжения на выводах генератора;

защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора по напряжениям нулевой последовательности (Un(Uo));

трехфазный измерительный орган наличия тока статора генератора;

реле напряжения статора генератора (релейная форсировка на РВ с ограничением по длительности).

реле напряжения генератора для пуска охлаждения трансформатора блока;

контроль синхронизма.

Защита обмотки ротора от перегрузки, защита от снижения изоляции обмотки ротора, токовая отсечка и максимальная токовая защита трансформатора возбуждения выполнены в составе системы возбуждения генератора.

Защиты блочного трансформатора:

продольная дифференциальная защита блочного трансформатора;

токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю на стороне 500 кВ при работе с глухозаземленной нейтралью;

защита от однофазных коротких замыканий на стороне 20 кВ блочного трансформатора 5Т;

реле тока УРОВ выключателя 500 кВ;

реле тока обдува блочного трансформатора;

контроль изоляции высоковольтных выводов трансформатора.

Защиты ТСН и вводов 6,3 кВ**:**

продольная дифференциальная защита трансформатора СН;

дистанционная защита на ВН трансформатора СН;

дистанционная защита ввода рабочего питания секции 6,3 кВ на стороне НН1 трансформатора СН;

дистанционная защита ввода рабочего питания секции 6,3 кВ на стороне НН2 трансформатора СН;

защита от перегрузки РПН трансформатора СН;

защита от перегрузки на стороне НН1 трансформатора СН;

защита от перегрузки на стороне НН2 трансформатора СН;

реле тока РТВН ТСН;

реле тока обдува РТ НН1 ТСН;

реле тока обдува РТ НН2 ТСН;

реле тока РТ НН1 ТСН (пусковой орган дуговой защиты ввода секции 6 кВ 2А);

реле тока РТ НН2 ТСН (пусковой орган дуговой защиты ввода секции 6 кВ 2Б).

Все терминалы РЗиА обвязаны по портам связи, посредством которых вся информация из терминалов поступает в единую систему АРМ РЗА.

Релейная защита элементов собственных нужд

Релейная защита элементов собственных нужд 6 кВ выполняется с использованием микропроцессорных терминалов защит, автоматики, управления и сигнализации.

МП терминалы размещаются в релейных отсеках шкафов КРУ 6 кВ.

На секциях шин 6 кВ предусматриваются следующие виды защит и автоматики:

УРОВ ТСН6/0,4 кВ;

защита минимального напряжения;

защита от дуговых замыканий;

оперативная блокировка разъединителей секции 6 кВ;

АВР питания секции 6 кВ.

УРОВ пускается от защиты ТСН 6/0,4 кВ и действует на отключение рабочего и резервного вводов.

Дуговая защита ячеек КРУ 6 кВ выполняется с использованием оптотиристоров, поставляемых комплектно с ячейкой.

Защита минимального напряжения выполняется в виде комплекта групповой защиты, имеющей три ступени по напряжению срабатывания и времени действия.

Защита реализуется в терминале «MICOMP922», устанавливаемом в релейном отсеке ячейки трансформатора напряжения.

Защита ТСН 6/0,4 кВ выполняется на микропроцессорных терминалах «M1COM P12x».

Микропроцессорные терминалы защит типа «M1COM P12x» обеспечивают защиту в следующем объеме:

токовая отсечка;

максимальная токовая защита;

от замыканий на землю;

защита от перегрузки;

токовая защита от однофазных к.з. в сети 0,4 кВ;

защита от обрыва фазы.

Защита электродвигателей 6 кВ выполняется на микропроцессорных терминалах «M1COM P22x». Указанные терминалы обеспечивают защиту в объеме: •токовая отсечка;

максимальная токовая защита;

от замыканий на землю;

защита от перегрузки;

защита от затянутого пуска;

защита от обрыва фазы.

Связь терминалов с высшим уровнем АСУТП для передачи всей информации о работе и состоянии устройства осуществляется через интерфейс RS485.

В шкафах вводов рабочего и резервного питания на секцию 0,4 кВ устанавливаются следующие защиты:

токовая защита нулевой последовательности от однофазных КЗ в сети 0,4 кВ, выполняемая с помощью реле максимального тока, включенного на трансформатор тока в нейтрали трансформатора. Защита устанавливается в качестве резервной для максимальной токовой защиты трансформатора (ближнее резервирование) и защитных аппаратов элементов сети 0,4 кВ (дальнее резервирование). Защита действует с выдержкой времени на отключение трансформатора и размещается в релейных блоках шкафов РУСН 0,4 кВ;

специальная чувствительная резервная защита от трехфазных КЗ отходящих присоединений секций 0,4 кВ, предназначенная для предотвращения возгорания в кабельной сети при КЗ и отказе автоматического выключателя поврежденного присоединения. Данная

защита выполняется с помощью двух реле максимального тока и реле максимальной мощности. Защита действует с выдержкой времени на отключение автоматического выключателя ввода с блокировкой АВР секции. Время ее действия отстраивается от времени действия отсечек отходящих присоединений со ступенью селективности 0,3-0,4 сек. Защита размещается в релейных блоках шкафов РУСН 0,4 кВ.

Защита электродвигателей 0,4 кВ выполняется на микропроцессорных блоках «M1COM P21x», реализующих следующие защиты:

защита от перегрузки;

защита от перегрева;

защита от ассиметричных токов;

защита от обрыва фазы.

Шкаф общесекционных устройств секции 0,4 кВ содержит аппаратуру АВР, шинки~ЕС(~ШУ), цепи вызывной сигнализации в РУСН 0,4 кВ, устройство мигающего света и защиту минимального напряжения 0,4 кВ.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

При выполнении раздела учтены основные требования нормативных документов. Принятые технические решения соответствуют требованиям и нормам промышленной и противопожарной безопасности, действующим на территории Республики Казахстан и обеспечивают безопасную для жизни и здоровья людей эксплуатацию объекта.

Показатели, характеризующие взрывную, взрыво-пожарную и пожарную опасность, установлены для зданий, помещений и сооружений согласно действующим нормативным требованиям технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности». Пожарная защита реконструированного блока обеспечивается системами обнаружения и тушения пожара: внутренним производственно-противопожарным водопроводом, стационарной установкой пожаротушения паром трубчатых воздухоподогревателей котла, стационарной установкой водяного охлаждения маслобака турбоагрегата, стационарной автоматической установкой пенного пожаротушения кабельных сооружений, стационарной установкой пенного пожаротушения главного маслобака турбоагрегата, автоматической установкой пожарной сигнализации. Наружное пожаротушение существующих зданий и сооружений обеспечивается от пожарных гидрантов производственно-противопожарного водопровода, передвижной пожарной техникой. Согласно СНиП РК 4.01-02-2009 пожарные гидранты расположены в колодцах, через 100-150 м. В соответствии с СТ РК 1174-2003 у мест расположения пожарных гидрантов установлены флуоресцентные указатели. Расчетные расходы воды на пожаротушение, нормативное время тушения пожара приняты согласно СНиП РК 4.01-02-2009 «Водоснабжение. Наружные сети и сооружения», СНиП РК 4.01-41-2006 «Внутренний водопровод и канализация зданий», Технического регламента «Общие требования к пожарной безопасности». Тушение пожара должно осуществляться ближайшими аварийными выездными бригадами и местной пожарной командой, прошедшей соответствующую подготовку. Площадка доступна для спецтранспорта в целях спасения материальных ценностей при возникновении ЧС, а также ликвидации последствий с учетом требований СНиП II-89-80 «Генеральные планы промышленных предприятий» и соответствуют требованиям Закона РК «О гражданской защите», техническому регламенту «Общие требования к пожарной безопасности».

Для предотвращения проникновения посторонних лиц на территорию и вмешательств в деятельность предприятия, размещенных на отведенной территории, предусмотрены устройства видеонаблюдения за охраняемой территорией.

Устойчивость объектов в т.ч. их защита от терактов обеспечивается созданием систем физической защиты, осуществлением технической укрепляемости объекта строительства, разработкой порядка действий персонала и охраны объекта при угрозе постороннего вмешательство, её предотвращении, обнаружении, реализации угроз (аварий) и ликвидации последствий.

Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и технического характера в проектируемом объекте выполнены с учетом исходных данных и требований инструкций по содержанию ГО в зависимости категорирования городов и объектов хозяйствования, утвержденных приказом МЧС РК от 11 декабря 2007 года № 22, Закона РК от 11 апреля 2014 года № 188-5 «О гражданской защите». Согласно мероприятиям по поддержанию готовности к локализации и ликвидации аварий на объектах предусмотрены мероприятия по созданию аварийно-восстановительных формирований (объектов формирования ГО).

Порядок обеспечения действий сил ГО и ЧС на объекте определяется ответственным по ГО. Непосредственным исполнителем всех видов обеспечения является комиссии по ЧС, службы ГО.

6.4 Охрана окружающей среды

Оценка воздействия на окружающую среду на раздел «Охрана окружающей среды» к проекту «Реконструкция энергоблока ст. № 5» электрической станции АО «ЕЭК» (без сметной документации)» выполнена ТОО «Экологический центр-PV» в 2015 году.

На данный раздел получены положительные заключения:

РГУ «Департамент экологии по Павлодарской области» Комитета экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе Министерства энергетики Республики Казахстан – заключение государственной экологической экспертизы от 30 июля 2015 года № S01-0014/15;

РГУ «Аксуское городское управление по защите прав потребителей Департамента по защите прав потребителей Павлодарской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан» - санитарно-эпидемиологическое заключение на ОВОС к проекту «Реконструкция энергоблока ст. № 5 ЭС АО «ЕЭК» от 10 апреля 2015 года № 1-78/103.

6.5 Сметная документация

Сметная документация в проекте не рассматривалась согласно письму заказчика от 10 июня 2015 года № 0.12/4435-1с-286.

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Оценка проектных решений

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».

В проекте учтены современные требования по качеству и рациональности конструктивных и других проектных решений.

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

В проекте, согласно имеющимся возможностям, применены импортозаменяющие местные строительные материалы, изделия, и продукция, изготавливаемая на предприятиях Республики Казахстан.

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

Уровень ответственности объекта – I (повышенный).

7.2 Изменения и дополнения, внесенные в проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в проект «Реконструкция энергоблока ст. № 5» электрической станции АО «ЕЭК» (без сметной документации)» внесены следующие изменения и дополнения:

Общие вопросы

1. В задании на проектирование откорректирован п. 5.2 – рассмотрение проекта без раздела «Сметная документация».
2. Указан в пояснительной записке уровень ответственности объекта.

Тепломеханические решения

3. Выделено на тепловой схеме все, что связано с реконструкцией другим цветом.
4. Представлены компоновочные чертежи ОАО «Подольского механического завода «ЗиО».
5. Представлены чертежи:

«Схема пароводяного тракта и расположения арматуры котла ПК-39-II М» (черт. № 89.20.00.001 С3 ОАО «Подольский машиностроительный завод «ЗиО»);

«Схема, комбинированная соединений трубопроводов т.у. К-325-23,5 № 5 (черт. № Б-806253 СЧ ОАО «Турбоатом» г. Харьков);

«Схема электрогидравлическая принципиальная промежуточного контура водоснабжения газоохладителей и щита со стороны турбины турбо-генератора ТГВ-325-2А У3 (М) (черт. № БИЛТ.651537.051.С3.2 Харьковского ГП Завод «Электротяжмаш» г. Харьков);

«Монтажный чертеж питательного турбонасосного агрегата ПТНА 1100350-17-1» (черт. № ЦЕИР 062842.002 МЧ (СКБ ЭМ отд.2) ОАО «Пролетарский завод» г. Санкт-Петербург);

«Монтажный чертеж насоса питательного ПН-1135-340-2М» (черт. № ЦЕИР 062541.002 МЧ (СКБ ЭМ отд.2) ОАО «Пролетарский завод» г. Санкт- Петербург);

«Схема гидравлическая принципиальная водоснабжения агрегата электронасосного питательного АПЭ 600-300-5» (черт. № Н17.227.000.00 ГЗ «Насосэнергомаш» г. Сумы).

6. Увязано значение NOx в дымовых газах в технико-экономических параметрах котла и в пояснительной записке.
7. Откорректировано значение массового расхода пара в конденсаторе в таблице 6 в пояснительной записке.

Архитектурные решения

8. Замаркирован и указан в спецификации расход материалов нового сетчатого ограждения, предусмотренного взамен демонтируемого сетчатого ограждения в пределах энергоблока ст. № 5. Лист 2441/14-4-АР-1 дополнен спецификацией элементов ограждения.
9. На листе 2441/14-5-АР-1 внесены изменения, дополнен таблицами – ведомость отделочных работ, экспликация полов, ведомость ремонтно-восстановительных работ.
10. Представлены чертежи по ремонтно-отделочным работам по РУСН-6,0 кВ и 0,4 кВ энергоблока ст. № 5 с выполнением экспликации полов, ведомости внутренней отделки помещений.
11. На листе 2441/14-3-АР-1 выполнены ведомость внутренней отделки помещений здания дымососов, экспликация полов и ведомость ремонтно-восстановительных работ.

Конструктивные решения

12. Для наблюдения за осадками существующего фундамента с заменой турбоагрегата установлены реперы.

13. Представлен расчет конструкции существующих фундаментов с учетом нагрузок от всех воздействий вновь устраиваемых оборудований.

Водоснабжение и канализация

14. Представлены демонтажные ведомости.

15. Таблицы расходов воды и пара, добавочной воды дополнены и исправлены в соответствии с устанавливаемым оборудованием.

16. Указаны на чертежах рыбозащитные сетки.

Электротехнические решения

17. Откорректированы схемы 6,0 и 0,4 кВ, представлены технические характеристики защитных аппаратов, технические характеристики проводников, указаны нагрузки на шинах секций, на вводах; нагрузки указаны на всех отходящих линиях.

18. Представлены планы с расстановкой электротехнического оборудования. Показаны линии электропитания приводов технологического оборудования.

19. На однолинейных схемах 6 и 0,4 кВ указана расчетная мощность и расчетный ток подкдючаемых электроприемников. Токи защитных аппаратов выбраны в соответствии с подключаемой нагрузкой.

20. Представлены технические решения по электроосвещению реконструируемых зданий и сооружений.

АСУ ТП

21. Определено место установки оборудования АРМ верхнего уровня. Указано на структурной схеме.

22. Исключена мебель из спецификаций оборудования.

Основные технические показатели

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Показатели		Изменения: - снижение + увеличение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Мощность энергоблока	МВт	325	325	-
2	Выработка электроэнергии	млн. кВт ч/год	15 378,944	15 378,944	-
3	Отпуск теплоэнергии внешним потребителям	Гкал/год	26 749,0	26 749,0	-
4	Отпуск электроэнергии с шин	млн. кВт ч/год	14 571,151	14 571,151	-
5	Потребление топлива	т/год	375 000	375 000	-
6	Годовой расход условного топлива, всего в том числе: на отпуск электроэнергии (в т.ч. теплоэнергии на собственные нужды) на отпуск теплоэнергии внешним потребителям	тыс. т.у.т./год	5 204,696 5 256,024 5,345	5 204,696 5 256,024 5,345	- - -
7	Удельный расход условного топлива: на отпуск электроэнергии на отпуск теплоэнергии	г/кВтч кг/Гкал	359,6 199,7	359,6 199,7	- -

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений проект «Реконструкция энергоблока ст. № 5» электрической станции АО «ЕЭК» (без сметной документации)» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными техническими показателями:

мощность энергоблока	- 325 МВт;
выработка электроэнергии	- 15 378,944 млн. кВт ч/год;
отпуск теплоэнергии внешним потребителям	- 26 749,0 Гкал/год;
отпуск электроэнергии с шин	- 14 571,151 млн. кВт ч/год;
потребление топлива	- 375 000 т/год;
годовой расход условного топлива, всего	- 5 204,696 тыс. т.у.т./год,
в том числе:	
на отпуск электроэнергии	
(в т.ч. теплоэнергии на собственные нужды)	- 5 256,024 тыс. т.у.т./год,
на отпуск теплоэнергии внешним потребителям	- 5,345 тыс. т.у.т./год;
удельный расход условного топлива:	
на отпуск электроэнергии	- 359,6 г/кВт час,
на отпуск теплоэнергии	- 199,7 кг/Гкал.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «Евроазиатская энергетическая корпорация» в соответствии с условиями договора от 28 августа 2015 года № 351.

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

4. Производство строительно-монтажных работ по документации на стадии «Проект» государственными нормативами запрещается. Для производства строительно-монтажных работ необходимо разработать рабочую документацию.

5. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып «ЕЭК» АҚ электр станциясының № 5 ст. энергоблогын реконструкциялау» (сметалық құжаттамасыз)» жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесідей техникалық көрсеткіштерімен бекітілуге ұсынылады:

энергоблоктың қуаты	- 325 МВт;
электр энергиясын өндіру	- жылына 15 378,944 млн.кВт.сағ.;
сыртқы тұтынушыларға жылу энергиясын бөлу	- жылына 26 749,0 Гкал;
шиналардан электр энергиясын босату	- жылына 14 571,151 млн.кВтсағ.;
отынды тұтыну	- жылына 375 000 т.;
шартты отынның жылдық шығыны, барлығы	- жылына 5 204,696 мың ш.о.т.;
оның ішінде:	
электр энергиясын босатуға (оның ішінде жекеменшік	
қажеттіліктеріне жылу энергиясын)	- жылына 5 256,024 мың ш.о.т;
сыртқы тұтынушыларға жылу энергиясын бөлуге	- жылына 5,345 мың ш.о.т.;
шартты отынның үлесті шығыны:	
электр энергиясын босатуға	- 359,6 г/кВт сағ.;
жылу энергиясын босатуға	- 199,7 кг/Гкал.

2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2015 жылғы 28 тамыздағы № 351 шарттың талаптарына сәйкес «Еуроазиаттық энергетикалық корпорациясы» АҚ кепілдік етеді.

3. Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан жоба бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптама қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

4. «Жоба» сатысында құжаттама бойынша құрылыс-монтаж жұмыстарын өндіру мемлекеттік нормативтермен тыйым салынады. Құрылыс-монтаж жұмыстарын өндіру үшін жұмыс құжаттамасын әзірлеу қажет.

5. Тапсырыс беруші құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

Искаков Б.Б.

Эксперт

Блоха Н.В.

Эксперт

Бекисанова А.К.

Эксперт

Каримов М.Б.

Эксперт

Кожахметов Т.К.

Начальник отдела

Каирова З.А.

Заместитель начальника управления по приему проектов и выдачи заключений

Балтынова Г.А.

Руководитель экспертной группы

Омельченко Т.

Главный специалист