Бекітемін
РГП "Госэкспертиза"
Бас директордың бірінші орынбасары
Е.К. Тұралиев

«К-55-8,8 құбыр агрегатын және Е-270 қазан агрегатын орнатумен «Kazakhmys Energy» ЖШС-нің Балхаш ЖЭО кеңейту»
(сметалық құжаттамасыз)
жобасы бойынша
06.09.2016 ж. № 01-0403/16

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Kazakhmys Energy» ЖШС,
Қарағанды облысы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Құрылысэкспертпроект» ЖШС,
Қарағанды қаласы

Астана қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«К-55-8,8 құбыр агрегатын және Е-270 қазан агрегатын орнатумен «Kazakhmys Energy» ЖШС-нің Балхаш ЖЭО кеңейту» (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
Первый заместитель генерального директора
РГП "Госэкспертиза"
Туралиев Е.К.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0403/16 от 06.09.2016 г.

по проекту
**«Расширение Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy»
с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котлоагрегата Е-270»
(без сметной документации)**

ЗАКАЗЧИК:
ТОО «Kazakhmys Energy»,
Карагандинская область

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Курылысэкспертпроект»,
г. Караганда

г. Астана

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по проекту **«Расширение Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котлоагрегата Е-270» (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 «Расширение Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котлоагрегата Е-270» (без сметной документации).

Настоящее заключение выполнено в соответствие с договором от 12 августа 2016 года № 01-0362.

2. ЗАКАЗЧИК: ТОО «Kazakhmys Energy», Карагандинская область, Абайский район, пос. Топар.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Курылысэкспертпроект», г. Караганда (государственная генеральная лицензия ГСЛ от 3 июля 2015 года № 15012549, I категория, выданная ГУ «Управление государственного архитектурно-строительного контроля Карагандинской области». Акимат Карагандинской области).

ГИП – Голованов А.М. (приказ от 3 августа 2015 года № 82.

ПРОЕКТИРОВЩИК: ООО «Институт ДнепрВНИПИэнергопром», Украина (договор субподряда № 5 от 3 августа 2015 года).

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: инвестиции ТОО «Kazakhmys Energy».

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное заказчиком - приложение № 1 к дополнительному соглашению № 2 к договору № Д1530-190900-111258 от 31 июня 2015 года;

архитектурно-планировочное задание на проектирование, выданное ГУ «Отдел земельных отношений, архитектуры и градостроительства города Балхаш» от 27 мая 2016 года № 11;

акт на право временного возмездного (долгосрочного, краткосрочного) землепользования (аренды), кадастровый номер земельного участка 09-108-005-323, выданный Карагандинским филиалом РГП «НПЦзем» от 25 октября 2012 года;

протокол внутреннего конкурса по выбору завода-изготовителя на поставку парового котла типа Е-270 для Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» от 27 декабря 2014 года № 4;

протокол выездного технического совещания по разработке проекта «Расширение Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» (Казахмыс Энерджи) с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котлоагрегата Е-270 от 19 декабря 2015 года;

предпроектная работа № 4171-10-т.1 «Схема выдачи мощности турбогенератора ст. № 8 Балхашской ТЭЦ», разработанная АО «КазНИПИИТЭС «Энергия» в 2016 году;

дефектные ведомости объемов работ по зданиям, сооружениям и инженерным сетям (41 листов), утвержденные главным инженером БТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» от 2016 года;

техническое заключение «Экспертное обследование и оценка технического состояния несущих строительных конструкций зданий турбинного цеха, деаэраторного отделения, РУСН, главного корпуса высокого давления, зданий ППУ на 4 и 2 установки Балхашской ТЭЦ, выданное КазМИИР от 2012 года;

технический отчет по результатам обследования и оценки технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений по объекту «Расширение Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котлоагрегата Е-270, выполненный ООО «Институт ДнепрВНИПИэнергопром» в 2015 году;

отчет по проведенному обследованию ленточных конвейеров тракта топливоподачи Балхашской ТЭЦ, выполненный ТОО «ЦЭМ-Геомаш» в 2015 году.

Технические условия ТОО «Kazakhmys Energy»:

от 7 июля 2016 года № 01-43/1333 на присоединение турбогенератора ст. № 8 (6);

от 12 февраля 2016 года № 09.3/381 на подключение напорного трубопровода питательной воды до ПВД турбины К-55-8.5 на Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» (БТЭЦ);

от 12 февраля 2016 года № 09.3/380 на подключение трубопровода острого пара к турбине К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/375 на подключение трубопровода аварийного слива масла турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/374 на подключение трубопровода паровоздушной смеси с эжектора циркуляционной системы турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09,3/373 на подключение трубопровода конденсата с ПВД турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/372 на подключение выхлопного трубопровода с предохранительных клапанов ПВД N6 (ПВД-250-23-2,5) турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года№ 09.3/371 на подключение трубопровод питания КОС турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/370 на подключение трубопровода паровоздушной смеси с пускового эжектора турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/368 на подключение подающего и обратного трубопровода циркуляционной воды турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/367 на подключение трубопровода основного конденсата турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/366 на подключение трубопровода уплотнений турбины и подачи пара к эжекторам по турбине К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/390 на подключение всасывающего трубопровода питательной воды на насосы ПЭН турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/389 на подключение трубопровода наполнение маслобака турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/388 на подключение трубопровода отвода пара из уплотнений в деаэратор 6 ата турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/393 на подключение трубопровода пара на ПВД №1 (ПВ-350/230) турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/392 на подключение трубопровода конденсата подогревателей В.Д турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/391 на подключение трубопровода острого пара к турбине Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/395 на подключение трубопровода отвода паровоздушной смеси из уплотнений и эжекторов Р=1,2 ата турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/394 на подключение трубопровода подвода питательной воды ПВД (ПВ-350/180 и ПВ-350/230) турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/387 на подключение трубопровода слива охлаждающей воды турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/386 на подключение трубопровода продувки коллектора дренажей турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/385 на подключение трубопроводов выхлопа из предохранительных клапанов турбины Р-25-90-31 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/384 на подключение трубопровода пара от штоков клапанов турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/383 на подключение напорного трубопровода питательной воды от ПВД турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/382 на подключение всасывающего трубопровода питательной воды на насосы ПЭН турбины К-55-8.5 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/379 на подключение трубопровода заполнения котла Е-270 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09,3/378 на подключение обратного мазутопровода котла Е-270 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/377 на подключение напорного мазутопровода котла Е-270 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/376 на подключение трубопровода пара форсунки котла Е-270 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/396 на подключение трубопровода острого пара к котлу Е-270 на БТЭЦ;

от 12 февраля 2016 года № 09.3/397 на подключение холодной и горячей питательной воды котла Е-270 на БТЭЦ;

от 25 февраля 2016 года № 04-1,2-512 на перенос кабелей из кабельного тоннеля в турбинном цехе по ряду «А» в осях «30-33» на БТЭЦ;

от 25 февраля 2016 года № 04-1.2-513 на перенос трансформатора 63 МВА № 4 ОРУ-110 кВ с переносом ячейки трансформатора в расширяемую часть ОРУ на БТЭЦ;

от 15 июня 2016 года № 04-1,2/1920 на подключение к сетям технического водоснабжения и водоотведения;

от 22 июня 2016 года б/н на подключение к сетям теплоснабжения;

от 15 июня 2016 года № 04-1,2/1919 на подключение к сетям производственной канализации;

Балхашское региональное предприятие «ЭнергоСети» от 19 февраля 2016 года на подключение к сетям питьевого водоснабжения.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

ТОО «Kazakhmys Energy» - письмо о согласовании проекта от 18 марта 2016 года № 01-21-3/574;

АО «KEGOC» - письмо о согласовании «Схемы выдачи мощности» от 4 июля 2016 года № 24-02-15/4454;

АО «KEGOC» - письмо о согласовании технических условий ТОО «Kazakhmys Energy» на присоединение турбогенератора ст. №8 (6) от 2 августа 2016 года № 24-02-15/5081;

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Карагандинской области» - письмо-согласование от 3 июня 2016 года № KZ96VQR00002796;

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности» - «Регистрация декларации промышленной безопасности» от 3 июня 2016 года № KZ10VEG00005726;

РГУ «Департамент по защите прав потребителей Карагандинской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан» – письмо о том, что проведение санитарно-эпидемиологической экспертизы и выдача санитарно-эпидемиологического заключения на представленный проект не требуются, от 1 августа 2016 года № DZPP/M1-03/00285/2;

РГУ «Департамент экологии по Карагандинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» - заключение государственной экологической экспертизы о согласовании проекта от 22 августа 2016 года № M1-0023/16.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

0578.Р1С01-ПП Паспорт проекта.

0578.Р1С01-ПЗ Общая пояснительная записка.

0578.Р1С01-ГЧ Графическая часть.

0578.Р1С01-ПОС Проект организации строительства.

0578.Р1С01-ОВОС Оценка воздействия на окружающую среду.

0578.Р1С01-ГОЧС Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне и мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

0578.Р1С01-ДПБ Декларация промышленной безопасности.

0578.Р1С01-СС Сводная спецификация потребности основных строительных материалов, изделий, конструкций и оборудования.

Дефектные ведомости объемов работ по зданиям, сооружениям и инженерным сетям (41 листов), утвержденные главным инженером БТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» от 2016 года.

Технический отчет об инженерно-геологических изысканиях, выполненный ТОО «Бизнес инжиниринг» в 2015 году.

5.4 Цель и назначение объекта, необходимость и целесообразность его строительства

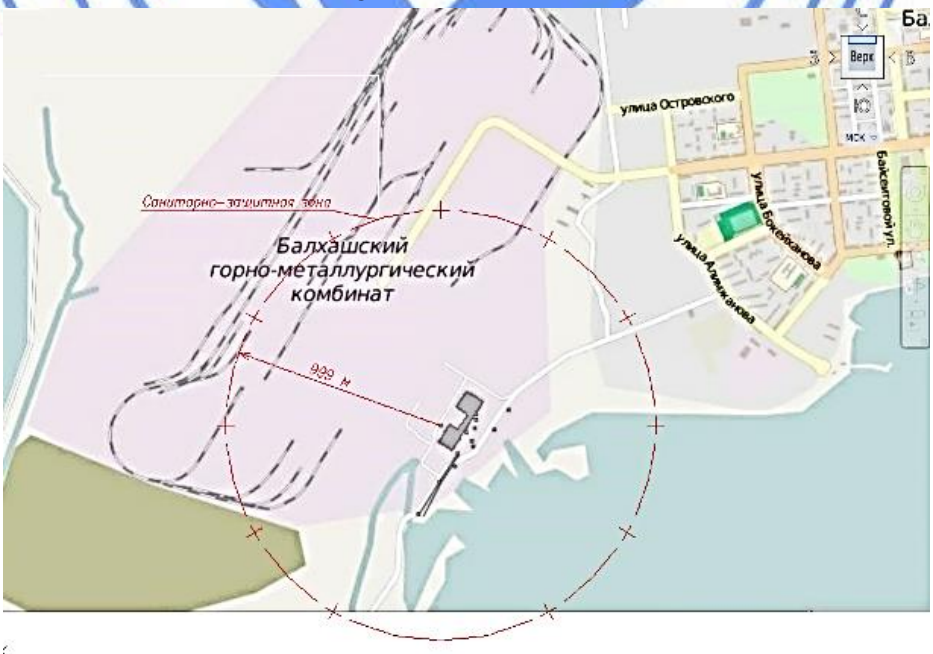
Основная цель расширения Балхашской ТЭЦ – увеличение установленной электрической мощности, увеличение, замещение и резервирование установленной тепловой мощности.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Участок строительства находится в Карагандинской области вблизи г. Балхаш, на территории площадки действующей Балхашской ТЭЦ.

Ситуационная схема



Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон	- IIIA;
нормативный скоростной напор ветра	- 38 кгс/м^2;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки	- минус 31ºС;
нормативный вес снегового покрова	- 70 кг/м^2;
нормативная глубина промерзания грунтов	- 1,36-2,01 м;
сейсмичность района	- не сейсмичен.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно техническому отчету по инженерно-геологическим изысканиям, выполненному ТОО «Бизнес инжиниринг» в 2015 году, участок строительства объекта характеризуется следующим напластованием грунтов и мощностью слоев:

насыпной грунт – супесь, суглинок со строительным мусором (кирпич, бетон), дресвяно-щебенистый грунт - 0,3-2,0 м;

супесь - коричневая, пылеватая, твердая, с включением дресвы до 13%, вскрыта 2-мя скважинами на глубине 0,5-0,8 м,

C_n=22 кПа, φ_n=34°,

E=7,5 МПа, ρ=1,67 г/см^3 - 1,2-1,5 м;

суглинок – бурый, желтый, легкий, тяжелый, пылеватый, тугопластичный, твердый, ниже уровня грунтовых вод – текучий, с включением дресвы и щебня, вскрыт с глубины 0,3-2,0 м,

C_n=102 кПа, φ_n=20°,

E=11,5 МПа, ρ=2,01 г/см^3 - 1,7-4,0 м;

дресвяно-щебенистый грунт – рыхлые осадочные породы, с супесчаным заполнителем 13-37%, с суглинистым заполнителем, вскрыт с глубины 0,5-6,0 м,

R_0=450 кПа,

ρ=1,70 г/см^3 - вскрытая 2,0-13,0 м;

скальный грунт – порфириты – эффузивная палеотипная бескварцевая горная порода, вскрыт на глубине 2,5-5,0 м,

R_c=10,2 МПа,

ρ=2,58 г/см^3 - вскрытая 10,7-12,5 м.

Подземные воды вскрыты на глубине 2,0-3,5 м.

Грунтовые воды по отношению к бетонам W4 на портландцементе – неагрессивные.

Грунты по отношению к бетонам W4 на портландцементе – сильноагрессивные, по отношению к железобетонным конструкциям – слабоагрессивные.

6.2 Проектные решения

Расширение Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котлоагрегата Е-270-9,8-540 КТ предусматривает следующие основные решения:

установка основного и вспомогательного оборудования турбинного, бункерного, котельного, деаэраторного и тягодутьевого отделений;

установка фундаментов под основное и вспомогательное оборудование турбинного, бункерного, котельного, деаэраторного и тягодутьевого отделений главного корпуса Балхашской ТЭЦ;

установка системы топливоподачи и системы пылеприготовления для проектируемого котла;

автоматизация технологических процессов;

схема выдачи мощности проектируемого турбоагрегата К-55-8,8;

строительная и технологическая части реконструкции ОРУ-110 кВ в соответствии со схемой выдачи мощности;

реконструкция склада угля и топливного хозяйства станции.

6.2.1 Генеральный план

Площадка Балхашской ТЭЦ расположена в г. Балхаш Карагандинской области по адресу ул. Центральная 7, вблизи залива Бертыс озера Балхаш, в юго-западной промышленной зоне.

Балхашская ТЭЦ является структурным подразделением ТОО «Корпорация «Kazakhmys Energy».

Балхашская ТЭЦ является действующим промышленным объектом, характеризующимся большой плотностью застройки, со сложившимся зонированием территории.

В центре площадки расположена основная производственная зона. В ней размещаются главный корпус (машинное и котельное отделение) с дымовыми трубами.

С юго-восточной стороны главного корпуса размещается зона электротехнических сооружений. В ней размещаются ГРУ, ГЩУ, ОРУ-110 кВ и заходы ВЛ-110 кВ.

С северной стороны главного корпуса размещается зона топливного хозяйства. В ней размещаются реконструируемый склад угля, существующий теплый склад, существующий вагоноопрокидыватель, существующие галереи топливоподачи с узлами пересыпки, существующее гаражное хозяйство для бульдозеров и проектируемые размораживающее устройство с вагонными весами и разгрузочная галерея.

С северо-восточной стороны главного корпуса размещается зона гидротехнических сооружений.

С южной стороны площадки размещается зона очистных и сбросных сооружений.

Проектом предусмотрено расширение Балхашской ТЭЦ с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котлоагрегата Е-270-9,8-540 КТ в границах существующей территории ТЭЦ.

Размещение основного технологического оборудования предусмотрено в существующем котельном отделении главного корпуса и в существующем турбинном отделении главного корпуса.

Котлоагрегат устанавливается в существующем котельном отделении главного корпуса в осях «9»-«14а», «Г"»-«К"» на месте демонтируемых котлов № 4 и 5.

Отводящие газоходы перестраиваются.

С северо-западной стороны реконструируемого котельного отделения главного корпуса на месте недействующих демонтируемых газоходов рядом с существующей багерной насосной размещается новая багерная насосная станция.

С юго-западной стороны котельного отделения размещается сепаратор периодической продувки и бак дренажный.

В существующем турбинном отделении главного корпуса турбоагрегат Р-25 переустанавливается с ячейки ст. № 6 (в осях «29»-«36», «А»-«Б») в ячейку ст. № 4 (в осях «17»-«22», «А»-«Б»).

Турбоагрегат К-55 устанавливается на освободившееся место в ячейку ст. № 6 (в осях «29»-«36», «А1»-«Б1»).

Главный щит управления (ГЩУ) реконструируется.

Существующее ОРУ-110 кВ расширяется на две ячейки с юго-восточной стороны на месте демонтируемого ОРУ-35 кВ.

Существующий трансформатор связи Т-6 переносится на место демонтируемого ОРУ 35 кВ. На освободившемся месте устанавливается трансформатор блочный.

Для возможности обслуживания существующего сбросного коллектора, проходящего вдоль существующего турбинного отделения главного корпуса существующие трансформаторы собственных нужд, расположенные над коллектором, переносятся на место демонтируемого трансформатора Т5, расположенного с западной стороны ГРУ. Дополнительный трансформатор собственных нужд устанавливается с западной стороны ГРУ рядом с переносимыми трансформаторами. От проектируемого турбоагрегата к проектируемому блочному трансформатору прокладывается токопровод 110 кВ.

Существующий склад угля реконструируется с организацией новой площадки складирования. В северо-западной части склада предусмотрено строительство весов вагонных и размораживающего устройства.

Существующий железнодорожный путь вдоль разгрузочной ямы от ж/д стрелки № 11 до ж/д тупика подлежит ремонту и восстанавливается до существующей стрелки.

Проектом предусмотрены подъезды пожарных автомобилей и технологического автотранспорта к проектируемым зданиям и сооружениям.

Для подъезда технологического автотранспорта и пожарных автомобилей используются проектируемые и существующие проезды, а также существующие въезды на территорию Балхашской ТЭЦ.

Основной въезд на территорию БТЭЦ расположен в восточной части площадки со стороны подъездной дороги, примыкающей к проезжей части улицы Алимжанова.

Два вспомогательных въезда расположены с юго-восточной стороны площадки и примыкают к той же подъездной автодороге.

В местах пересечения с автодорогами эстакады предусмотрены на высоких опорах, обеспечивая проезды автомобильного транспорта, при этом расстояние от поверхности автодороги до металлоконструкций эстакад составляет не менее 5 м. Опоры эстакад выполняются из негорючих материалов.

Основным топливом для ТЭЦ является уголь. Доставка угля на склад предусмотрена железнодорожным транспортом до станции Балхаш и далее по подъездным путям Балхашского горно-металлургического комбината и, примыкающим к ним подъездным путям ТЭЦ.

Балхашская ТЭЦ - действующее предприятие со сложившимся рельефом, спланированным на предыдущих этапах строительства.

Проектом предусматривается выборочная вертикальная планировка на участках размещения проектируемых зданий и сооружений.

Вертикальная планировка решается с учетом сложившегося существующего рельефа и устройства проектной спланированной поверхности, позволяющей полностью исключить образование бессточных участков.

Для исключения обводнения грунтов и поступления поверхностных вод к конструкциям проектируемых сооружений предусматривается планировка территории с уклоном от сооружений и организацией отвода поверхностного стока вод за пределы участка строительства.

На участке строительства багерной насосной станции отвод поверхностных вод предусматривается от зданий и сооружений по спланированной территории в пониженное место с последующим сбросом в дождевую канализацию.

На участках размещения трансформаторов и расширения ОРУ отвод поверхностных вод предусматривается от зданий и сооружений по спланированной поверхности в пониженные места и далее по существующей системе водоотвода за пределы площадки.

Основные показатели по генеральному плану площадки Балхашской ТЭЦ

Таблица 1

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	До расширения и реконструкции	После расширения и реконструкции
1	Площадь участка в границах отвода	га	14,55	14,55
2	Площадь застройки	м^2	74 300,0	83 300,0
3	Площадь автомобильных дорог и ж/д путей	м^2	9 600,0	12 500,0
4	Площадь тротуаров, дорожек, площадок и отмосток	м^2	4 200,0	4 300,0
5	Площадь озеленения	м^2	5 000,0	5 000,0
6	Свободная, резервная территория	м^2	52 400,0	40 400,0

6.2.2 Технологические решения

Мощность, производственная программа

В проекте, согласно Техническому заданию принят следующий состав основного оборудования при реконструкции Балхашской ТЭЦ:

паровой котел Е-270-9,8-540 КТ паропроизводительностью 270 т/ч;

паровая турбогенераторная установка К-55-8,8 электрической мощностью 55 МВт.

Вводимая установленная электрическая мощность ТЭЦ в рамках проекта составляет 55 МВт. Проектная установленная электрическая мощность Балшахской ТЭЦ после реконструкции составит 200 МВт. Тепловая установленная мощность бойлеров Балхашской ТЭЦ остается без изменений – 416,8 Гкал/ч.

Дополнительный годовой отпуск электрической энергии после расширения ТЭЦ с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котла Е-270-9,8-540 КТ составит порядка 360 млн. кВт*ч. Балхашская ТЭЦ (БТЭЦ) вырабатывает и отпускает потребителям:

электрическую энергию;

тепловую энергию в виде горячей воды;

тепловую энергию на технологические нужды в виде пара Р=0,7 МПа.

<u>Электрические нагрузки по состоянию за 2015 г.:</u>

Объемы выработки электрической энергии от БТЭЦ - 723,627 млн. кВт;

Объемы отпуска электрической энергии с шин от БТЭЦ – 598,255 млн. кВт;

Максимум электрических нагрузок – 114,1 МВт;

Средняя электрическая нагрузка за год БТЭЦ – 82,6 МВт.

Электрическая энергия передается как непосредственно потребителям на напряжении 10,5 кВ, так и в энергосистему по линиям 110 кВ.

БТЭЦ выдаёт горячую воду на теплофикационные нужды по температурному графику 130÷70°С (со срезкой до 85°С) и пар на производство с давлением 0,7 МПа. Потребителями тепловой энергии от БТЭЦ являются:

г. Балхаш: отопление и горячее водоснабжение;

ТОО «Казахмыс Смэлтинг»: отопление и горячее водоснабжение;

ПО «БЦМ»: отопление и горячее водоснабжение;

ПО «БЦМ» и ТОО «КС»: пар 0,7 МПа.

<u>Тепловые нагрузки по состоянию за 2015 год:</u>

Тепловые нагрузки по горячей воде всего	- 171,1 Гкал/ч,
в том числе: по г. Балхаш	- 139,5 Гкал/ч,
по промплощадке	- 31,6 Гкал/ч.
Присоединённая тепловая нагрузка по пару 0,7 МПа	- 19,3 Гкал/ч.
Отпуск тепловой энергии, всего	- 705,099 тыс. Гкал,
в том числе: горячей водой	- 609,425 тыс. Гкал,
паром	- 95,674 тыс. Гкал.

Расчетные тепловые нагрузки БТЭЦ по режимам

Таблица 2

Наименование	Ед. изм.	Нагрузки по режимам			
		макс. зимний	при средней t холодного месяца	средне-отопительный	летний
По горячей воде (на отопление, вентиляцию и ГВС)	Гкал/ч	194,2	172,2	124,7	15,2
По пару	Гкал/ч	29,1	21,0	16,4	3,0
Итого	Гкал/ч	223,3	193,2	141,1	18,2

Режим отпуска пара на производство – круглосуточный, круглогодичный.

Режим отпуска тепла на отопление по отопительному графику.

Среднечасовая подпитка теплосети (принята по данным Заказчика) составляет:

в зимний период – 575 т/ч;

в летний период– 414 /ч.

Расчётная циркуляция сетевой воды составляет по г. Балхаш – 4000 т/ч; по промплощадке – 2400 т/ч;

Процесс производства электрической энергии принят на базе паросилового цикла с комбинированной выработкой тепловой энергии, что обеспечивает высокий тепловой коэффициент использования топлива. Технологическая схема производства энергии представляет собой последовательность следующих процессов:

подготовка топлива и подача его в энергетические паровые котлы;

выработка перегретого пара за счет сжигания в котлах топлива;

подача перегретого пара в паровые турбины;

выработка электрической энергии в паровых турбинах за счет использования энергии тепла, перегретого пара с учетом выдачи требуемого количества тепла потребителю.

При расширении ТЭЦ описанная схема производства энергии остается без изменений.

Существующая организационная структура Балхашской ТЭЦ остается без изменений.

Административное управление электростанцией осуществляет директор ТЭЦ. Главный инженер отвечает за производственную и хозяйственную деятельность, руководит производственными участками и производственно-техническим отделом (ПТО).

Оперативное управление работой ТЭЦ осуществляет сменный персонал под руководством начальников смен.

Технические показатели БТЭЦ до и после расширения

Таблица 3

№ п/п	Наименование	До расширения БТЭЦ	После расширения БТЭЦ
1	Состав основного оборудования: паровые котлы, кол х тип паровые турбины, кол х тип	 2 х ТКЗ-150 4 х ПК-10п-2 2 х ПТ-30-40/29 1 х Р-25-90/31 1 х ПТ-60-90/13	 2 х ТКЗ-150 4 х ПК-10п-2 1 х Е-270-9,8-540КТ 2 х ПТ-30-40/29 1 х Р-25-90/31 1 х ПТ-60-90/13 1 х К-55-8,8

2	Установленная мощность БТЭЦ: электрическая, МВт тепловая, Гкал/ч	 145 416,8	 200 416,8
3	Располагаемая мощность БТЭЦ: электрическая, МВт тепловая, Гкал/ч	 139 357,1	 192 357,1
4	Выработка электроэнергии, млн. кВт* ч	723,63	1176,0
5	Отпуск электроэнергии с шин, млн. кВт* ч	598,26	958,1
6	Отпуск тепловой энергии, тыс. Гкал, всего, в том числе: в паре в горячей воде	705,1 95,67 609,43	705,1 95,67 609,43
7	Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т./год, всего: в том числе: уголь (основное топливо) мазут (растопочное топливо)	420,84 419,56 1,28	569,95 567,93 1,72
8	Годовой расход натурального топлива: уголь (при Qнр=3650 ккал/кг) мазут (при Qнр=9740 ккал/кг)	 804,63 0,92	 1 089,18 1,24
9	Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии, кг/Гкал	205,6	205,6
10	Удельный расход условного топлива на отпуск электро-энергии, г/ кВт*ч	461,1	443,57
11	Общая численность рабочих, чел.	590	670

Технология производства

В проекте, согласно Техническому заданию принят следующий состав основного оборудования при реконструкции Балхашской ТЭЦ:

паровой котел Е-270-9,8-540 КТ паропроизводительностью 270 т/ч;

паровая турбогенераторная установка К-55-8,8 электрической мощностью 55 МВт.

В настоящее время паровая турбина К-55-8,8 установлена в главном корпусе Карагандинской ГРЭС-2. Карагандинская ГРЭС-2 переводится на параметры пара 14,0 МПа. Для увеличения установленной мощности Балхашской ТЭЦ принято решение о переносе турбины. Турбина находится в удовлетворительном состоянии.

Для возможности работы паровой турбины К-55-8,8 и обеспечения резерва по свежему пару предусматривается установка парового котла Е-270-9,8-540 КТ. Компоновка данного котла позволяет выполнить его установку в существующем корпусе БТЭЦ. Все оборудование современное, с максимальной степенью автоматизации, имеет сертификаты, соответствует требованиям экологической и промышленной безопасности, позволяет обеспечивать надежность и безаварийность энергоснабжения.

Характеристика основного оборудования

Паровой котел типа Е-270-9,8-540 КТ

Паровой котел Е-270-9,8-540 КТ производства ОАО «ТКЗ Красный котельщик», РФ, высокого давления, с естественной циркуляцией однобарабанный, с П-образной компоновкой поверхностей нагрева, уравновешенной тягой, предназначен для сжигания каменного угля. Котел имеет твердое шлакоудаление.

Топочная камера – призматическая, в сечении представляет собой прямоугольник. Топка, экранированная газоплотными испарительными панелями, является первым подъемным газоходом.

Конструкция котла обеспечивает возможность равномерного прогрева его элементов при растопке и нормальном режиме работы, а также возможность свободного теплового расширения отдельных элементов котла. Предусматривается применение внешней обшивки для защиты теплоизоляции котла от внешних воздействий.

Система пылеприготовления котла индивидуальная с двумя шаровыми барабанными мельницами и промежуточными пылевыми бункерами. Сушка топлива осуществляется горячим воздухом, отбираемого после второй ступени воздухоподогревателя и рециркулирующим сушильным агентом. Подача пыли к горелкам осуществляется системой пылепроводов высокой концентрации под давлением (ПВКд).

На котле применяется гидравлическое золошлакоудаление. Для удаления шлака, выпадающего в холодную воронку, применяется установка непрерывного механизированного шлакоудаления, состоящая из шлакового бункера, шнекового транспортера с приводом и шлаковой дробилки. Золоулавливание выполняется батарейными эмульгаторами II поколения.

Паротурбинная установка К-55-8,8

Турбина К-55-8,8 - паровая стационарная одноцилиндровая безредукторная конденсационная турбина активного типа, с однопоточным выхлопом в конденсатор, предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока типа ТЗФП-63-2МУЗ филиала ОАО «Силовые машины» «Электросила», г. Санкт-Петербург, РФ, монтируемого на общем с турбиной фундаменте.

Конструктивно паровая турбина типа К-55-8,8 представляет собой одноцилиндровый агрегат с выхлопом в конденсатор. Турбина имеет сопловое парораспределение, один стопорный и четыре регулирующих клапана.

Для конденсации отработавшего в турбине пара предусмотрен конденсатор типа 55-КП-4000-2. Конденсатор выполнен двухходовым, двухпоточным и предназначен для работы на пресной охлаждающей воде. Наибольшее избыточное рабочее давление в водяном пространстве конденсатора – 0,35 МПа (3,5 кгс/см^2). Номинальный расход охлаждающей воды – 8000 м^3/ч. Гидравлическое сопротивление конденсатора при расчетном расходе охлаждающей воды и чистых трубках 26,0 кПа. Масса конденсатора составляет 87,0 тонн. Масса охлаждающей воды в водяном пространстве конденсатора – 35 тонн. Масса воды в паровом пространстве при гидроиспытании конденсатора – 90 тонн.

Для поддержания постоянного давления в паровом пространстве конденсатора путем удаления паровоздушной смеси, предусмотрено два пароструйных основных эжектора типа ЭП-3-750-2, снабженные тремя ступенями охлаждения (холодильниками) паровоздушной смеси. Для отсоса воздуха из конденсатора и трубопроводов циркуляционной системы перед пуском турбины предусмотрены пароструйные пусковой эжектор и эжектор цирк-системы типа ЭП-1-1100-1.

Турбина имеет развитую систему регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды. Тепловой схемой турбины предусмотрены подогреватели низкого и высокого давления, включенные по питательной воде и основному конденсату последовательно.

Турбина К-55-8,8 сопрягается с электрическим генератором переменного тока с воздушным охлаждением типа ТЗФП-63-2МУЗ. Направление вращения ротора – против часовой стрелки, если смотреть со стороны турбины на генератор.

Система маслоснабжения обеспечивает смазывание подшипников турбины и генератора и снабжение маслом системы регулирования и защиты турбины. Она состоит из масляного бака, насосов, фильтра, маслоохладителей, арматуры и трубопроводов.

Турбина снабжена системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу турбины и ее останов при возникновении аварийных нарушений работы.

Технологическая схема

Изменение существующей схемы ТЭЦ заключается в установке турбоагрегата К-55-8,8 с системой регенерации и котлоагрегата Е-270-9,8-540 КТ, а также в переносе части существующего оборудования ТЭЦ из пятна застройки.

Устанавливаемое оборудование интегрируется в существующую схему ТЭЦ с поперечными связями путем подключения к существующим общестанционным коллекторам пара, питательной воды, основного конденсата, вспомогательным и другим системам, обеспечивающим работоспособность устанавливаемого оборудования.

Описание схемы турбины К-55-8,8

Подвод пара на устанавливаемую паровую турбину К-55-8,8 ст.№ 6 предусматривается по трубопроводу Ду 200 от существующих паровых котлов № 6, 7 с перемычками на общий коллектор свежего пара. Схема проектируемых трубопроводов сохраняется секционной, с возможность работы котел– турбина в блоке. Отработавший в турбине пар направляется в конденсатор. Образовавшаяся в конденсаторе вода (основной конденсат) поступает на всас конденсатных насосов и, далее подается в холодильники основных эжекторов, включенных параллельно (по конденсату), затем в конденсатор пара уплотнений (КПУ). После эжекторов и КПУ основной конденсат нагревается в подогревателях низкого давления, либо подается помимо ПНД по байпасу в деаэратор.

Предусматривается замена существующего деаэратора № 8 производительностью 400 т/ч, находящегося в неудовлетворительном состоянии на деаэратор производительностью 500 т/ч типа ДП-500/65, а также установка питательного электронасоса типа ПЭ-270-150, на месте демонтированного питательного турбонасоса.

Питательными насосами деаэрированная вода подается в систему регенерации высокого давления (ПВД) устанавливаемой турбины и общестанционный «холодный» коллектор питательной воды.

После подогрева в ПВД питательная вода с температурой около 215°С поступает в общестанционный «горячий» коллектор питательной воды и далее на узлы питания паровых котлов высокого давления. Предусмотрена перемычка между «холодным» и горячим» коллекторами питательной воды.

Техническое водоснабжение турбоагрегата производится от существующих подающих циркводоводов. К конденсатору турбины вода подается по двум трубопроводам Ду 1000 мм с переходом на Ду 800 мм – при подключении к конденсатору. Между двумя подводящими и отводящими трубопроводами имеются перемычки.

Описание схемы турбины Р-25-90/31

Подвод пара на переносимую паровую турбину Р-25-90/31 ст. № 4 предусматривается по двум паропроводам Ду 200 от двух ниток острого пара. Отработавший в турбине пар отводится по двум параллельным паропроводам Ду 350 в существующие коллектора пара 3,0 МПа.

Вода на охлаждение вспомогательного оборудования турбины и воздухоохладителей генератора подается от напорных трубопроводов циркуляционной воды с помощью повысительных насосов. Для регенеративного подогрева питательной воды турбина имеет два подогревателя высокого давления № 1 и 2. Пар на ПВД № 1 подается из общестанционного коллектора пара 1,5 МПа, пар на ПВД № 2 – из паропроводов противодав-

ления турбины 3,0 МПа. Отвод конденсата, греющего пара ПВД предусматривается в существующий коллектор дренажей ПВД.

Описание схемы котла парового Е-270-9,8-540 КТ

Свежий пар с параметрами Р=9,8 МПа t=540°С от проектируемого котла Е-270-9,8-540 КТ по трубопроводу Ду 250 подается в существующий общестанционный коллектор пара высокого давления, к которому подключены также существующие паровые котлы блока высокого давления ст.№ 6, 7, 8, 9.

Подвод питательной воды на узел питания котла выполняется ответвлением от коллектора питательной воды по трубопроводу Ду 200. Для приема периодических продувок, аварийного слива от проектируемого котла ст.№ 5 предусматривается установка расширителя периодических продувок. Отвод продувочной воды выполняется в канал гидрозолошлакоудаления.

Для приема непрерывной продувки и дренажей высокого давления от проектируемого котла ст.№ 5 предусматривается установка индивидуальных сепаратора непрерывной продувки и расширителя дренажей. Отвод отсепарированного пара выполняется в существующий паропровод 0,7 МПа. Отвод продувочной воды после сепаратора непрерывной продувки предусматривается в расширитель периодической продувки. Для отвода дренажей от проектируемого котла ст.№5 предусмотрен дренажный бак емкостью 10 м^3. Отвод дренажей выполняется в существующие атмосферные деаэраторы с помощью устанавливаемых дренажных насосов.

Компоновочные решения

Проектируемое оборудование размещается в существующем главном корпусе БТЭЦ.

Котельное, бункерное, дымососное отделение

Проектируемый котлоагрегат Е-270-9,8-540 КТ с площадками обслуживания и вспомогательным оборудованием (системой пылеприготовления, тягодутьевым оборудованием) устанавливается в существующем котельном отделении главного корпуса блока среднего давления, в ячейке демонтируемых котлов ст.№ 4, 5 в осях «9÷14а». Устанавливаемому котлоагрегату Е-270-9,8-540 КТ присваивается станционный № 5.

Для возможности размещения котлоагрегата со вспомогательным оборудованием в существующем здании предусматривается поднятие кровли в пролете «Е÷Ж» на 4 м и в пролете «И÷К» на 6 м. В осях «9÷14а» рядах «Д÷Е» выполняется демонтаж площадки перекрытия на отм. 7,0 м с обустройством новой площадки перекрытия на отм. 8,0 м.

Габаритные размеры ячейки установки непосредственно самого котла составляют 12х24 м (в осях «10а÷12а», в пролете «Е÷Ж»). По боковым сторонам котла в осях «9÷10а» и «12а÷14а» предусматривается установка двух дутьевых вентиляторов, площадок обслуживания котла, воздуховодов и пылепроводов котла. Над котлом предусматривается подвесной кран грузоподъемностью 10 т.

Первый этаж бункерного отделения занят оборудованием системы пылеприготовления. Мельничные вентиляторы размещается на отметке 0,00 в осях «10а÷12а» в пролете «Д÷Е». Шаровые барабанные мельницы размещается на отметке

0,00 в осях «12а÷14а» «12а÷14а» в пролете «Д÷Е».

Между шаровыми барабанными мельницами и мельничными вентиляторами в осях «9÷10а» и «11а÷12а» в приямках на отметке -2,25 м устанавливается оборудование индивидуальных маслосистем мельниц.

В осях «10а÷12а» пролета «Г’’-Д», в пристройке к бункерному отделению, выполняется установка турбовоздуходувок для системы подачи пыли высококонцентрированным потоком (под давлением).

Дымососное отделение размещается в пролетах «Ж-К» шириной 9,0 и 12,0 м. В осях «10а÷12а» дымососного отделения на отметке 0,00 м предусматривается установка двух дымососов и золоулавливающей установки (ЗУУ), состоящей из четырех батарейных эмульгаторов II поколения. Отвод золы от ЗУУ выполняется гидравлическим способом по каналам ГЗУ в сооружаемую отдельно стоящую багерную насосную.

Турбинное отделение (блок высокого давления)

Турбоагрегат типа К-55-8,8 демонтируемый и перемещаемый с Карагандинской ГРЭС-2 ТОО «Kazakhmys Energy», вместе с системой регенерации, генератором типа ТЗФП-63-2МУЗ с воздушным охлаждением и независимой статической системой возбуждения, устанавливается в существующей части турбинного отделения блока высокого давления в осях «29÷33», на месте демонтируемой турбины Р-25-90/31.

Устанавливаемому турбогенератору К-55-8,8 присваивается станционный № 6.

Турбинное отделение блока высокого давления располагается в осях «27а÷42» рядах «А1-Б1» главного корпуса. Габаритные размеры в плане составляют 91х24 м, шаг колон 6 м, высота до низа фермы 21,48 м. Отметка оголовка рельса подкрановых путей – 17,0 м.

Расположение турбоагрегата в турбинном отделении – продольное, генератором в сторону оси «33», с привязкой продольной оси к ряду «А1» - 9,75 м. Ось конденсатора турбины совпадает с осью «31» главного корпуса.

Оперативная отметка обслуживания турбоагрегата – 8,00 м. Отметка конденсационного пола 0,00 м. Отметка оси турбоагрегата – 8,92 м.

Турбоагрегат со вспомогательным оборудованием занимает ячейку в осях «29÷33» турбинного отделения главного корпуса.

Компоновка оборудования выполняется с обеспечением свободных проходов для обслуживающего персонала и обеспечением габаритов выема трубок конденсатора наряд «Б1». Турбина установлена таким образом, что выем ротора генератора предусматривается между существующими теплообменниками бойлерной группы № 3.

Турбинное отделение (блок среднего давления)

Турбоагрегат Р-25-90/31 демонтируемый и перемещаемый с блока высокого давления БТЭЦ устанавливается в свободную ячейку ТГ№ 4, в существующей части турбинного отделения блока среднего давления в осях «18-22». Турбоагрегату Р-25-90/31 присваивается станционный № 4.

Турбинное отделение блока среднего давления располагается в осях «1÷27» рядах «А-Б» главного корпуса. Габаритные размеры в плане составляют 164,58х20,3 м, шаг колон 6,33 м, высота до низа фермы 18,885 м. Отметка оголовка рельса подкрановых путей – 15,0 м.

Расположение турбоагрегата – продольное, генератором в сторону оси «22», с привязкой продольной оси к ряду «А» - 10,0 м и с привязкой оси выхлопа турбины 0,66 м от оси «20» в сторону оси «19».

Оперативная отметка обслуживания турбоагрегата – 8,00 м.

Компоновка и обвязка вспомогательного оборудования, переносимого вместе с турбоагрегатом, за исключением ПВД, сохраняются по существующему положению относительно турбины.

Для ремонта оборудования предусматривается использование существующего мостового крана грузоподъемностью 75/5 т существующих ремонтных площадок турбин-

ного отделения. Предусмотрены свободные подходы ко всему вспомогательному оборудованию и арматуре, с организацией, где требуется, дополнительных площадок обслуживания.

Отделение подогревателей химочищенной воды (ПХВ)

Размещение подогревателей химочищенной воды типа ПСВ 500-3-23 (БО-500, ПХВ-1 и один приобретаемый), ПСВ 315-3-23 (ПХВ-2) и РОУ 30/1,2 предусматривается в проектируемом отделении подогревателей химочищенной воды (ПХВ), сооружаемом на месте существующего помещения ППУ.

Отделение ПХВ габаритными размерами в плане 15х19 м, высотой 17,0 м пристраивается к главному корпусу среднего блока по ряду «В» в осях «20÷23». Четыре подогревателя химочищенной воды устанавливаются в осях «20÷21» на отметке обслуживания 7,00 м. Для отвода конденсата, греющего пара ПХВ предусматривается установка на отметке 0,00 конденсатных насосов КсД 125-140.

Для сбора дренажей выполняется установка расширителя дренажей, дренажного бака объемом 1,6 м^3 и дренажных насосов. Редукционно-охладительные установки устанавливается в осях «22÷23» на отметках 4,00 м и 7,00 м.

Для обслуживания оборудования отделения ПХВ предусматривается подвесной мостовой электрический кран грузоподъемностью 10 т.

Золошлакоудаление

Для очистки дымовых газов от золы проектом предусматривается установка батарейных эмульгаторов II поколения состоящая из четырех цилиндрических корпусов, футерованных кислотоупорной плиткой (скрубберов) со встроенными титановыми элементами (завихритель, каплеуловитель). Корпуса соединяются с котлом и дымососами соответствующими газоходами, в сборный короб над корпусами эмульгаторов подводится горячий воздух, к бакам орошения подводится вода на орошение; устанавливаются лестницы и площадки.

Отработанная жидкость с уловленной золой (пульпа) сливается через лопаточные аппараты завихрителей в золосмывные аппараты, через которые поступает в каналы ГЗУ.

Зола от ЗУУ гидравлическим способом по каналу гидрозолоудаления (ГЗУ) отправляется в проектируемую багерную насосную, располагаемую в отдельно стоящем здании возле существующего корпуса среднего давления в районе дымовой трубы № 1.

Дымовые газы после очистки в эмульсионном слое поступают в каплеуловитель, где потеряв вращательную скорость, закручиваются для сепарации водяных капель на стенке сепарационной обечайки.

Для предотвращения коррозии газового тракта осуществляется подогрев очищенных газов на выходе из корпуса путем присадки к ним горячего воздуха. После подогрева очищенные газы направляются через выходной газоход на всас дымососа и, далее, в дымовую трубу.

Размещение эмульгаторов с дымососами выполняется соосно котлоагрегату в осях «9÷14» в рядах «Ж÷И» существующего корпуса. Существующий канал золоудаления используется для отведения пульпы от вновь устанавливаемых эмульгаторов.

Топливное хозяйство

Решения по реконструкции склада угля и тракта топливоподачи

В связи с расширением Балхашской ТЭЦ и приведением топливоподачи в соответствие с требованиями ВНТП-81 и «Требованиями промышленной безопасности к взрывобезопасности топливоподач и установок для приготовления и сжигания пылевидного топ-

лива» выполняются в проекте следующие реконструктивные работы по оборудованию и сооружениям действующей топливоподачи Балхашской ТЭЦ:

устанавливаются вагонные фундаментные весы типа ВВЭ-Д-150.1М для взвешивания поступающего угля в движении;

устанавливается электрическое размораживающее устройство перед вагоноопрокидывателем для окончательного отделения топлива от стенок вагонов;

предусматривается установка электрического толкателя ТЭ-10 для проведения маневровых работ с целью оптимизации механизации работы топливно-транспортного цеха;

выполняется реконструкция склада угля №1 с размещением на нем грейферного крана-перегружателя в соответствии с п.4.1.26 ВНТП-81. Кран перегружатель имеет достаточный вылет фермы для перегрузки угля со склада № 2 на склад № 1 и подачи угля с обоих складов в бункеры подземных питателей. Выполнить ревизию и восстановить существующие подкрановые пути крана-перегружателя;

предусматривается разгрузочная галерея над складом угля № 2 высотой 30 метров с автоматической выгрузкой угля в пяти точках с возможностью управления сбрасывателями, как с местного, так и с центрального пультов управления. С ленточного конвейера № 2 предусматривается узел пересыпки угля, как на проектируемую разгрузочную галерею, так и в район приемного устройства галереи №7. В ведущей части галереи предусматривается монтажный проём, и электрическая таль г/п. 3 т. Для ремонта и обслуживания привода;

выполняется реконструкция ленточного конвейера № 3 с увеличением ведомой части на 49 метров шириной ленты 1000 мм, установкой качающихся питателей №№5,6. Также производится замена изношенных частей конвейера (роликоопоры, барабаны, приводы, очистительные устройства, замена натяжного устройства, замена металлоконструкций) согласно отчету по проведённому обследованию ленточных конвейеров тракта топливоподачи Балхашской ТЭЦ, выполненного ТОО «ЦЕМ-Геомаш»;

существующие ленточные конвейеры №№ 3А, 3Б производительностью 262 т/ч подают уголь на проектируемый котел Е-270-9,8 КТ. Так как при установке котлоагрегата Е-270-9,8 КТ (с расходом угля на горения 62 т/ч) общий расход угля на все котлы составит 230 т/ч, необходимость в увеличении производительности топливоподачи отсутствует;

предусматривается совместная работа двух складов № 1 и 2 с целью обеспечения нормативного запаса топлива Балхашской ТЭЦ не менее 30 суток в соответствии с п.4.1.31 ВНТП-81, что выполнимо при выполнении пункта 4 настоящего раздела;

предусматривается наружное усиленное освещение на опорах проектируемой разгрузочной галереи, для производства работ бульдозерами в ночное время с удобным доступом для его обслуживания: с крыши проектируемой разгрузочной галереи, либо с окон.

Мазутное хозяйство

Предусматривается использование существующего мазутного хозяйства ТЭЦ, включающего оборудование для хранения и подачи топлива в главный корпус ТЭЦ. Расширение мазутного хозяйства не предусматривается, так как котлоагрегат Е-270-9,8-540 КТ устанавливается взамен выводимых паровых котлов среднего давления.

Подключение проектируемого котла предусматривается к существующим мазутопроводам котлов № 1-5. Давление в напорном мазутопроводе перед подачей к форсункам составляет 0,6 МПа. При этом минимально допустимое давление мазута на мазутные форсунки котла Е-270-9,8-540 КТ составляет 0,5 МПа.

На отводе топлива к рециркуляционной магистрали устанавливается расходомерное устройство, обратный клапан, регулирующим клапан, устройство для установки заглушки и запорные устройства с ручным и с электроприводом.

Мазутопроводы выполняются из бесшовных труб, соединение труб - сварное. На мазутопроводах устанавливается только стальная арматура 1-го класса герметичности.

Водоподготовка

В предоставленном БТЭЦ балансе воды по станции общая среднегодовая производительность ХВО в 2013 году составила 5529453 тонн, в 2014 году – 5717866 тонн.

При установке котла Е-270-9,8-540 КТ согласно теплового баланса, рассчитанного в данном проекте потребность в химочищенной воде составит 5400000 тонн, что не превышает объемы, производимые ХВО в предыдущие годы. Исходя их этого, а также на основании письма № 04-1,2/1927 от 16 июня 2016 года, о том, что существующая химводоочистка не попадает в объем проектирования расширения БТЭЦ и существующий объем подготовки химочищенной воды обеспечивает станцию в полном объеме, реконструкция ХВО не выполняется.

Автоматизированная система управления технологическим процессом

Проектируемая автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) является интегрированной АСУ и состоит из информационно связанных систем:

система контроля и управления парового котла Е-270-9,8-540 КТ;
система контроля и управления турбоагрегата К-55-8,8;
система контроля и управления турбоагрегата Р-25-90/30.

Оснащению средствами автоматизации подлежит вспомогательное оборудование котла и турбины.

Электротехническим оборудованием, относящимся к объектам автоматизации, является оборудование главной электрической схемы и системы электроснабжения собственных нужд, а именно:

турбогенератор ТЗФП-63-2М со своей системой возбуждения;
главная электрическая схема – ОРУ-110 кВ (реконструируемое);
РУСН-3,15 кВ;
РУСН-0,4 кВ.

Система контроля и управления парового котла Е-270-9,8-540 КТ

Система контроля и управления котла выполняется на основании задания на разработку проекта системы автоматики, предоставленного заводом-изготовителем котла Е-270-9,8-540 КТ. Система контроля и управления ПК представляет собой локальную цифровую систему управления и включает в себя технические и программные средства, необходимые для реализации функций автоматизации процесса сбора и обработки технологических данных, автоматического регулирования и управления, защит и блокировок, а также для контроля, сигнализации и оперативного управления технологическим процессом производства перегретого пара.

Основные системы котла, подлежащие автоматизации:

тракт газовоздушный;
тракт пылеприготовления;
тракт пароводяной;
тракт паромазутопроводов;
шлакоудаление.

Система контроля и управления турбоагрегата К-55-8,8

Турбоагрегат типа К-55-8,8 с системой регенерации, с генератором ТЗФП-63-2М с воздушным охлаждением и независимой статической системой возбуждения, оснащается системой контроля и управления (СКУ ПТ).

Основные системы турбоагрегата, подлежащие автоматизации:
собственно турбоагарегат;
система маслоснабжения;
конденсатная система;
вакуумная система;
система уплотнений и дренажей;
регенерация низкого давления;
регенерация высокого давления;
система обогрева фланцев и шпилек.

В состав системой контроля и управления турбины интегрирована электронная управляющая часть электрогидравлической системы регулирования (ЭГСР) производства ТОО «КТМЗ», выполненная на единых программно-технических средствах (ПТК) с АСУ ТП.

Для осуществления контроля вибрации и механических величин применена автоматизированная система контроля вибрации и механических величин (АСКВ) «Вибробит 300». АСКВ «Вибробит 300» обеспечивает передачу сигналов о превышении допустимых параметров для реализации защит турбоагрегата и выполняет оперативный диагностический контроль следующих параметров:
виброскорость подшипников турбины и генератора;
абсолютное тепловое расширение ротора турбины;
осевой сдвиг ротора турбины;
прогиб ротора;
частота вращения ротора.

Технологический контроль турбоагрегата, в который входит температурный контроль генератора, осуществляется системой СТК-ЭР.

Предусмотрены регуляторы технологических параметров вспомогательного оборудования турбоагрегата. Вспомогательное оборудование турбоагрегата оснащается датчиками теплового контроля.

Система контроля и управления турбоагрегата Р-25-90/30

Турбина типа Р-25-90/30 демонтируется из ячейки ст. № 6 и устанавливается в ячейке ст. № 4, со всем вспомогательным оборудованием, с присвоением ей ст. № 4. Предусмотрена привязка, выполненного ранее разработчиком-поставщиком программно-технического комплекса ООО «Модульные Системы Торнадо», г. Новосибирск, проекта АСУ ТП Турбины Р-25-90/30.

Для контроля вибрации и механических величин турбоагрегата применяется существующая автоматизированная система контроля вибрации и механических величин (АСКВ) «Вибробит 300». Электрогидравлическая система регулирования применяется существующая, производства ТОО «КТМЗ», выполненная на единых программно-технических средствах (ПТК) с АСУ ТП.

Структура АСУ ТП

По вертикали в технической структуре АСУ ТП могут быть выделены следующие иерархические уровни:

верхний уровень – *уровень визуализации и оперативного управления (SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition)* – уровень представления информации, оперативного контроля и управления, анализа текущей и ретроспективной информации, состоит из рабочих станций – серверов обработки и хранения информации, оборудования сетевых компонентов, АРМ оперативного и обслуживающего персонала, и обеспечивает интерфейс взаимодействия персонала с системой управления;

средний уровень – *уровень контроля и управления (Control Level, PLC)* – включает в себя системы управления основным и вспомогательным оборудованием на базе программно-технического комплекса автоматизации, который осуществляет алгоритмическую обработку информации датчиков и первичных преобразователей сигналов и формирование управляющих воздействий на исполнительные механизмы и регулирующие органы, а также диагностику периферийного оборудования;

нижний уровень – *уровень ввода-вывода информации (Input/Output Level)* – модули удаленного сбора данных (устройства связи с объектом – модули УСО) с датчиков технологических параметров, первичных преобразователей, исполнительных механизмов, регулирующих органов, обеспечивает основные функции системы по сбору информации и выдаче управляющих воздействий на исполнительные механизмы и состоит из станций ввода/вывода сигналов, шкафов промреле и промклеммников;

полевой уровень – датчики, первичные преобразователи, исполнительные механизмы, регулирующие органы, поставляемые комплектно с оборудованием или заказываемые согласно разрабатываемой проектной документации.

Организация системы управления топливоподачей

Разрабатываемая система автоматизированного управления топливоподачей удовлетворяет следующим основным требованиям:

все механизмы сблокированы между собой таким образом, чтобы обеспечивалась определенная последовательность их пуска и останова, блокировочные зависимости выполнены таким образом, чтобы при аварийном отключении одного из двигателей прекращали работу механизмы, подающие материал на остановившийся конвейер, но продолжали работать механизмы топливоподачи, на которые остановившийся конвейер подавал материал, также предусматривается невозможность повторного включения неисправного конвейера при срабатывании электрических защит электродвигателя механической части конвейера;

пуску механизмов топливоподачи предшествует звуковая предпусковая сигнализация определенной продолжительности с выдержкой времени, по истечении которой начинается пуск первого механизма;

нормальный останов предусматривает разгрузку всех звеньев топливоподачи для облегчения последующего пуска;

для экстренного останова из любой точки вдоль всей конвейерной линии протягивается трос, при натяжении которого происходит отключение и останов аварийного участка и осуществляется местная блокировка, предотвращающая пуск данного конвейера с пульта управления;

предусматривается местное и централизованное управление механизмами топливоподачи – централизованное управление со щита управления ТТЦ может быть автоматическим и дистанционным сблокированным, местное управление может быть сблокированным (для наладочных работ) и деблокированным (для ремонтного опробования отдельных механизмов);

выбор режимов управления (автоматического, дистанционного, местного) производится переключателем режима работы;

автоматизированное рабочее место диспетчера предусматривается в помещении щита управления ТТЦ.

Аварийное отключение привода конвейера осуществляется при обрыве ленты, затянувшемся пуске, снижении скорости ленты до 75 % от номинальной, завале перегрузочного пункта.

Электропитание технических средств АСУ ТП

Оборудование АСУ ТП относится к особой группе I категории электроснабжения.

Для обеспечения надежной работы АСУ ТП для питания панелей и щитов предусматривается два независимых ввода 380/220 В 50 Гц и 220 В постоянного тока в электротехнической части проекта.

В качестве резервного источника питания могут применяться устройства (источники) бесперебойного питания (УБП, ИБП) с аккумуляторной поддержкой, обеспечивающей нормальный режим электропитания устройствам АСУ ТП в течение не менее 30 мин. после пропадания напряжения в основной сети. В качестве аккумуляторной поддержки ИБП возможно применение станционной аккумуляторной батареи постоянного тока 220 В.

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

Анализ технологических, объемно-планировочных и конструктивных решений по проектируемым зданиям и сооружениям, а также принятых технических решений по обеспечению безопасности, показывает, что аварии и неполадки, которые могут произойти как в основном технологическом процессе, так и на вспомогательных объектах, будут носить локальный характер и окажут минимальное воздействие на окружающую среду без нанесения существенного ущерба населению и природе.

Все мероприятия по предотвращению и локализации аварий заложены в принятых конструктивных решениях, технологических схемах, системах автоматизации, сигнализации, связи, молниезащиты и пожаротушения.

Управление производством предприятия, организация условий и охраны труда

Штатное расписание Балхашской ТЭЦ на 1 июня 2016 г. составляет 590 штатных единиц, из них рабочих - 430, руководителей – 101, специалистов – 54, служащих – 5 единиц. В том числе административно-управленческий персонал составляет 63 единицы.

В связи с тем, что установка оборудования выполняется в существующих помещениях ТЭЦ, структура управления ТЭЦ не изменяется. Предусматривается увеличение штата котельного, турбинного и топливно-транспортного цехов на 80 человек.

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 труда и технике безопасности

В соответствии с действующими правилами и нормами по технике безопасности предусматривается комплекс мероприятий, направленных на предупреждение и ликвидацию производственного травматизма и профессиональных заболеваний.

На всех объектах руководством ТЭЦ назначаются ответственные за эксплуатацию и безопасную работу, разрабатываются инструкции по эксплуатации и действиям персонала в случае аварийных ситуаций.

В соответствии с «Руководящими указаниями по работе с персоналом дирекции станции» для каждой категории персонала определены и утверждены главным инженером объемы необходимых знаний ПТЭ, ПТБ, межотраслевых правил по охране труда, требований промышленной безопасности и должностных инструкций, сроки периодической проверки знаний, составы комиссий и методы проверки. Подготовка персонала ведется путем индивидуального обучения на рабочем месте, либо групповым методом.

Контроль состояния охраны труда при производстве строительно-монтажных работ на строительных площадках и объектах осуществляет служба охраны труда генподрядчика или производителя субподрядных работ.

Производство работ по монтажу технологических линий и оборудования необходимо выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР), а также поставляемых заводами-изготовителями технических паспортов или сертификатов указанного оборудования.

Для защиты оперативного персонала от опасных и вредных факторов предусмотрено:

взаимно резервируемые ответственные кабельные линии проложены по разным кабельным трассам с тем, чтобы при пожарах была исключена возможность одновременной потери указанных линий;

силовые кабели напряжением 1000 В и контрольные кабели применяются с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридных композиций, не распространяющих горение, с низким дымо- и газовыделением;

в здании главного корпуса расположены внутренний и наружный контуры заземления;

ремонтное освещение предусматривается на напряжении 12 В;

для защиты оперативного персонала от опасности, создаваемой движущимися частями производственного оборудования, предусмотрены защитные ограждения;

для защиты от повышенной температуры поверхностей технологического оборудования и трубопроводов предусмотрена облицовка теплоизоляционными материалами;

конструкции и крепление защитных ограждений выполнены в соответствии с действующими нормативными документами;

для удаления избытков тепла, образующегося при работе производственного оборудования, предусмотрена приточно-вытяжная вентиляция;

отсос и сбор масляных паров из маслосистемы турбоустановки выполняется за пределы главного корпуса;

для исключения вибрации на площадках обслуживания предусмотрен технологический зазор вокруг фундамента турбоагрегата;

основное оборудование применено с шумоизоляцией, обеспечивающей допустимый уровень звукового давления.

6.2.3 Архитектурно-планировочные решения

Главный корпус (существующее)

Существующий главный корпус представляет собой сблокированное каркасное многопролетное и разновысотное здание, сложной конфигурации в плане.

Здание главного корпуса состоит из пяти основных технологически связанных отделений: машинного и деаэраторного, котельного, бункерного и дымососного.

Машинный зал. Турбинное отделение

Проектируемая паровая турбина К-55-8,8 и вспомогательное оборудование устанавливается на место демонтируемой турбины Р-25-90 ст. № 6 в осях в осях 28- 34/А1-Б1. Демонтируемый турбоагрегат Р-25-90 и его вспомогательное оборудование переносится в ячейку в осях 17-22/А-Б и устанавливается на место турбоагрегата ст. №4, с устройством площадки обслуживания на отметке 8,0 м.

Для связи машинного зала с ОРУ- 110 кВ выполняются опорные конструкции под токопроводы.

Для оперативного управления предусмотрено устройство помещений:

группового щита управления (ГрЩУ) на отм. 6,770 м главного корпуса в осях 6-9/В- Г;

блочного щита управления (БЩУ) на отм. 8,000м главного корпуса в осях 40 - 41/ Б1 - В1.

Щиты управления (ГрЩУ и БЩУ) представляют собой специально выделенные отдельные помещения, из которых ведется основное управление технологическим процессом производства тепловой и электрической энергии, а также осуществляется контроль и управление работой теплоэнергетического и вспомогательного оборудования электростанции.

Котельное, дымососное, бункерное отделения существующего главного корпуса в осях 1-14а/Г-К

Паровой котел Е-270-9,8-540 КТ с системами пылеприготовления, золоулавливания и тягодутьевым оборудованием устанавливается в существующем котельном отделении среднего блока в ячейке демонтируемых котлов ст.№4,5 в осях «9-14а».

Для размещения технологического оборудования котельного и дымососного отделений и размещения грузоподъемного оборудования проектом предусматривается увеличение высот отделений.

Высота котельного отделения в осях 1-14/Е-Ж увеличивается на 4,0 м с установкой металлических ферм покрытия на отметке 36,740 м. К нижнему поясу ферм крепится подвесной кран грузоподъемностью 10,0 т.

Увеличивается высота дымососного отделения в осях 9-14а/И-К до отметки 16,22 м и установкой в нем подвесного крана грузоподъемностью 10,0 т. В связи с этим по осям, 14, 12, 11, 10 и вблизи оси 9 ряда К предусматривается установка металлических колонн каркаса. Демонтируемые наружные стены по ряду К восстанавливаются на высоту существующей кирпичной кладки, выше - стеновое ограждение выполняется трехслойными панелями типа «сэндвич» с минераловатным утеплителем.

Существующие бункера угля и пыли демонтируются с последующим устройством проектируемых бункеров угля (2 шт.) и пыли (2 шт.) с увеличением объемов согласно технологическому заданию.

В помещении надбункерной галереи топливоподачи на отм. 20,450 м в осях 14а-1, Д-Е, согласно п.4.16 СНиП РК 4.02-08-2003 в качестве легкосбрасываемых конструкций предусматривается одинарное остекление окон с толщиной стекла толщиной 4,0 мм.

Багерная насосная станция

Предусматривается демонтаж существующего перехода между главным корпусом и приямком гидроаппаратов Москалькова, участка существующего канала золошлакоудаления в зоне строительства насосной станции и газоходов к дымовой трубе со стороны проектируемой багерной насосной. Приямок гидроаппаратов Москалькова переоборудуется в приемный резервуар:

Проектируемое здание насосной станции заглубленное, размером в плане по осям 12,0х12,0 м, с отметкой низа плит перекрытия 6,4 м, отметка заглубленной части -6,0 м. Здание оборудовано подвесным краном грузоподъемностью 8,0 т, с устройством площадки обслуживания крана на отм. 3,70 м.

Стены надземной части здания выполняются из кирпичной кладки, толщина стен 510 мм. Покрытие - совмещенное с устройством рулонной кровли по сборным железобетонным пустотным плитам.

Отделение подогревателей химочищенной воды (ПХВ)

Отделение подогревателей химочищенной воды (ПХВ), выполняется на месте демонтируемого здания паропреобразовательной установки (ППУ).

Согласно решениям протокола от 19 декабря 2015 года и результатов обследования, существующие несущие конструкции здания ППУ характеризуются IV категорией, т.е. находятся в аварийном состоянии и подлежат демонтажу.

Проектируемое здание ПХВ - каркасное, общими размерами в плане по осям 18,99х15,0 м. Высота до несущих балок покрытия 16,35 м.

Здание одно пролетное, решено в стальном каркасе.

Ограждающие конструкции здания - панели типа «Сэндвич» толщиной 100 мм с наружной обшивкой из стального оцинкованного профилированного листа с полимерным покрытием. Материал утеплителя экологически чистый, негорючий, при воздействии на него открытого пламени не выделяет токсичных веществ и неприятных запахов. Под сэндвич-панели выполняется кирпичный цоколь высотой 600 мм, толщиной 380 мм.

Кровля односкатная, рулонная, по профнастилу и стальным прогонам, с организованным наружным водостоком.

На отметках 4,0 м и 7,0 м выполняются металлические площадки обслуживания по металлическим балкам.

В здании ПХВ предусматривается подвесное оборудование грузоподъемностью 10,0 т.

Реконструкция склада угля и топливного хозяйства

Реконструкция склада угля и топливного хозяйства включает следующие архитектурно-строительные решения:

строительство разгрузочной галереи;

строительство сооружения размораживающего устройства с вагонными весами;

реконструкция участка ленточного конвейера № 3.

Разгрузочная галерея предназначена для размещения транспортера разгрузки угля и примыкает к перегрузочному узлу галереи конвейера № 2.

Общая длина галереи в плане 236,75 м, ширина галереи по осям ферм 5,5 м, высота от уровня пола до балок покрытия «2,6 м. Конструкции галереи предусматривают возможность гидроуборки пыли.

В разгрузочной галерее в качестве легко сбрасываемых конструкций предусматривается одинарное остекление окон с толщиной стекла толщиной 4мм. Эвакуационные выходы из галереи предусмотрены на наружную площадку, в торце галереи предусматривается металлическая лестница, обеспечивающая выход за пределы насыпи угля.

Размораживающее устройство с вагонными весами

Для размораживания смерзшего транспортирующего топлива предусматривается строительство размораживающего устройства проходного типа, устанавливаемого на существующих железнодорожных путях. Длина сооружения 84,0 м, ширина 6,0 м, высота 9,0 м. Сооружение выполнено в металлическом каркасе. Ограждающие конструкции приняты из профилированных листов по металлическим прогонам и ригелям.

Реконструкция здание ГРУ-10,5 кВ, ГЩУ

Проектной документацией предусматривается ввод кабелей в здание ГРУ-10,5 кВ от наружной кабельной эстакады в ячейку N57.

Строительными решениями выполняется:

устройство закладных деталей под установку кабельных конструкций;

устройство проходной плиты в наружной стене ГРУ для ввода кабелей в ячейку № 57;

устройство конструкций под кабельные разводки и установки опорных изоляторов;

устройство проходной плиты в наружной стене ГРУ для ввода кабелей к ячейке № 22 и установка внутри ячейки закладных деталей для установки опорных изоляторов.

Внутренняя отделка помещений

Внутренние поверхности стен и перегородок - затирка швов, окраска воднодисперсионной акриловой краской.

Внутренние поверхности стен багерной насосной на высоту 1,5 м от поверхности пола окрашиваются алкидной эмалью.

В помещениях с постоянным пребыванием людей: ГЩУ, БЩУ предусмотрены подвесные потолки системы «Армстронг».

Полы – бетонные, керамическая плитка.

Покрытие пола в электротехнических помещениях - антистатическое монолитное полиуретановое покрытие.

6.2.4 Конструктивные решения

Уровень ответственности – I.

Степень огнестойкости зданий и сооружений – II.

Основные архитектурно-строительные решения выполнены согласно компоновке технологического оборудования, с учетом обследования технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений.

Проектом реконструкции предусмотрены:

частичная реконструкция существующего главного корпуса (котельного, дымососного, бункерного отделений, машинного зала, отделения ППУ);

прокладка участка газоходов к дымовой трубе;

строительство наружных эстакад технологических трубопроводов;

реконструкция существующего приямка гидроаппаратов Москалькова с переоборудованием его в багерную насосную станцию;

расширение ОРУ110 кВ;

реконструкция склада угля и топливного хозяйства.

Проектом предусмотрен демонтаж следующих конструкции:

существующих фундаментов двух котлов ст.№ 4, ст.№ 5 с рабочей площадкой на отм. 7,0 м, фундаментов под вспомогательное оборудование в осях 9-14/Д-К;

существующего кирпичного стенового ограждения и его фундамента по оси К/9-14;

железобетонных ферм покрытия дымососного отделения в осях 10-14/И-К;

покрытия дымососного отделения в осях 9-14/И-К;

стенового ограждения по оси И/9-14;

перекрытия в осях 9-14/Ж-И, в зоне установки эмульгаторов, с сохранением монолитных железобетонных балок между колоннами;

кровли и ферм покрытия котельного отделения на отм. 32,90 м в осях 1-14/Е-Ж;

перекрытия бункерного отделения в осях 9-14/Е-Д на отм. 7,0 м;

покрытия бункерного отделения в осях 9-14/Е-Д и всех ниже расположенных конструкций с отм. 32,26 м до перекрытия на отм. 25,2 м;

существующего здания ППУ;

существующих газоходов, включая фундаменты, на участке подключения проектируемых дымососов и строительства багерной насосной станции;

существующих фундаментов паровых турбин ст.№ 6, ст.№ 4;

кабельного тоннеля в осях 30-32, в месте выполнения проектируемого технологического приямка паровой турбины;

ограждения трансформаторов собственных нужд в машинном зале, у оси А;

строительных конструкций существующего силового трансформатора, опорных конструкций шинного моста 10 кВ к зданию ГРУ и трансформаторных порталов;

существующих опор электротехнического оборудования на ОРУ 110 кВ.

Главный корпус (существующий)

Котельное, дымососное, бункерное отделения существующего главного корпуса в осях 1-14/Г-К

Дымососное отделение

В связи с увеличением высоты дымососного отделения до отм. 16,22 м и установкой подвесного крана грузоподъемностью 10,0 т в осях И-К/9-14 предусмотрен демонтаж старого каркаса и фундаментов и строительство новой пристройки.

Пристройка дымососного отделения - размерами в плане 32,0х12,0 м, высотой до низа балок 16,22 м.

Конструктивная схема – металлический каркас пролетом 12,0 м, шаг колонн 8,0 м.

Фундаменты колонн – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В20.

Фундаментные балки – монолитные железобетонные сечением 500х550(h) из бетона В20.

Колонны по оси К – двутавр №80Ш2.

Балки покрытия - двутавр №80Ш2, прогоны - из гнутосварного профиля.

Кирпичная кладка по оси К восстанавливается на высоту существующей кирпичной кладки; выше кирпичной кладки - панели типа «сэндвич» с минераловатным утеплителем.

Существующие железобетонные колонны по оси И усиливаются металлическими обоймами из уголков с наваркой по верху опорного столика.

Кровля - односкатная мягкая по профнастилу Н75-750-0,9, с утеплителем из минераловатных плит.

Котельное отделение в осях 1-14/Е-Ж

Высота существующего котельного отделения в осях 1-14/Е-Ж увеличивается на 4,0 м.

Для этого опорный узел существующих железобетонных колонн усиливается обоймой из листовой стали с установкой металлических колонн и вертикальных связей между ними.

Фермы - металлические из парных уголков, пролетом 24,0 м, высотой 3,15 м. Фермы устанавливаются на стойки на отметке 36,740 м.

По верхнему и нижнему поясам ферм устраиваются горизонтальные связи, между фермами вертикальные связи.

К нижнему поясу ферм крепится подвесной кран грузоподъемностью 10,0 т.

Кровля - двускатная мягкая по профнастилу Н75-750-0,9, с утеплителем из минераловатных плит.

Стеновое ограждение - сэндвич-панели с минераловатным утеплителем.

Бункерное отделение

Проектируемые бункера угля (2 шт.) и пыли (2 шт.) - металлические сварные из листового проката с установкой ребер жесткости.

Для крепления бункеров предусматриваются сварные балки двутаврового сечения.

В перекрытии на отм. 20,45 выполняются проемы под проектируемые бункера и трубопроводы, замоноличиваются существующие.

Взамен демонтируемой площадки на отм. 7,0 м, выполняется монолитное железобетонное перекрытие на отм. 8,00 м по несъемной опалубке из профлиста, по металлическим балкам, с устройством металлических площадок для обслуживания выдвижных шиберов.

Балки перекрытия укладываются на металлические опорные стойки, устанавливаемые на существующие железобетонные ригели.

В осях 9-14/Д-Е на отм. 25,20 м проектом предусмотрена установка пылевых циклонов. Для их установки, в указанных осях, после демонтажа выше расположенных строительных конструкций, укладываются дополнительные металлические балки для опирания стоек рамы циклона, выполняются металлические площадки обслуживания.

Реконструируемый участок бункерного отделения отделяется перегородкой из сэндвич-панелей с дверным проемом. На участке выполняется кровельное покрытие.

Под установку сепараторов на отм. 25,20 м предусматриваются металлические площадки по балкам, опирающимся на пространственные опоры, с площадками обслуживания.

Машинный зал. Турбинное отделение

Фундамент турбины К-55-8,8

Проектируемая паровая турбина К-55-8,8 со вспомогательным оборудованием устанавливается в осях 28-34/А1-Б1 существующего турбинного отделения главного корпуса.

Существующий фундамент турбоагрегата демонтируется.

Фундамент парового турбоагрегата - монолитный железобетонный рамного типа с отметкой верхней плиты 8,00 м.

Расчетная схема фундамента паротурбинной установки – пространственная рама, колонны которой защемлены в уровне нижней плиты.

Нижняя плита фундамента – монолитная железобетонная толщиной 1,8 м с отметкой заложения -4,00 м.

Нижняя плита, колонны до шва бетонирования на отм 0,50 м выполняются из бетона В20 на сульфатостойком цементе.

Колонны выше шва бетонирования на отметке 0,50 м и верхняя плита фундамента выполняются из бетона В20.

Верхняя плита фундамента турбоагрегата – система ригелей в поперечном направлении и балок в продольном.

Фундамент турбоагрегата Р-25-90

Верхняя плита и колонны существующего фундамента турбоагрегата демонтируются.

Нижняя существующая плита фундамента добетонируется по длине до требуемых размеров и по верхней плоскости на высоту 200 мм.

Общая высота нижней плиты фундамента 2,2 м, отметка заложения минус 4,20 м.

Для связи существующего бетона с проектируемым, по боковой грани и верхней плоскости существующей плиты, засверливаются анкерные стержни.

Нижняя плита и колонны до шва бетонирования на отм. 0,50 м выполняются из бетона В20 на сульфатостойком цементе.

Колонны выше шва бетонирования на отметке 0,50 м и верхняя плита фундамента из бетона В20.

Арматура нижнего армирования проектируемой плиты сваривается с арматурой существующей плиты.

Для установки рабочих продольных стержней колонн в существующем фундаменте сверлятся скважины. Заделка стержней в скважинах выполняется быстротвердеющей смесью «ЭМАКО».

Верхняя плита фундамента турбоагрегата – система ригелей в поперечном направлении и балок в продольном.

В нижней части колонн и по верхней плите фундаментов устанавливаются реперы для наблюдения за осадками фундамента.

На отметке 8,00 м вокруг фундамента турбоагрегата выполняется рабочая площадка по металлическим балкам.

Площадка - монолитная железобетонная по несъемной опалубке из профнастила.

Для установки дренажных и конденсатных насосов, подвода трубопроводов выполняются монолитные железобетонные приямки.

Стены и днище приямков толщиной 200 и 300 мм из бетона В20, W8 на сульфатостойком портландцементе.

Багерная насосная станция

Надземная часть здания: стены – кирпичные толщиной 510 мм.

Покрытие – сборные железобетонные пустотные плиты по серии 1.141-1.

Для опирания плит покрытия и крепления подвесного оборудования устанавливаются металлические балки.

Кровля - мягкая с утеплителем из минераловатных плит, водосток с кровли - наружный неорганизованный.

Заглубленная часть насосной станции - монолитный железобетонный приямок с размерами в плане 12,0х12,0 м, глубиной 6,0 м.

Стенки и днище - монолитный железобетонный из бетона В20, толщина стенок – 600 мм, днища - 650 мм.

По периметру приямка на отм. 0,00 м выполняется металлическая площадка с лестницей.

Под насосы выполняются монолитные железобетонные фундаменты с установкой анкерных болтов, под трубопроводы – опорные металлические конструкции.

Между проектируемой насосной и существующим приямком выполняется приемный резервуар.

Приемный резервуар - монолитный железобетонный из бетона В20, толщина стенок и днища 300 мм.

Перекрытие резервуара - сборные железобетонные канальные плиты.

Отделение подогревателей химочищенной воды (ПХВ)

Здание - однопролетное, решено в стальном каркасе.

Плоские рамы каркасов состоят из колонн, жестко сопрягаемых с фундаментами и балками покрытия пролетом 15,0 м. Шаг колонн - 6,3 м.

Колонны – широкополочные двутавры № 60Ш2.

Балки покрытия – широкополочные двутавры № 70Ш1.

В продольном направлении здания устанавливаются вертикальные связи. Связи выполняются из гнутого сварного профиля.

Стеновое ограждение – панели типа «Сэндвич».

Цоколь - кирпичный высотой 600 мм, толщиной 380 мм.

Под цоколем выполнены монолитные железобетонные балки.

Кровля - односкатная, рулонная по профнастилу Н75-750-0,9 и стальным прогонам, с организованным наружным водостоком.

На отметках 4,0 м и 7,0 м выполняются металлические площадки обслуживания по металлическим балкам.

Устойчивость и геометрическая неизменяемость каркаса обеспечивается:

жесткими узлами сопряжения балок с колоннами;

системой вертикальных связей по колоннам в продольном направлении;

системой горизонтальных связей по балкам покрытия.

Фундаменты колонн – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В20.

Эстакада технологических трубопроводов

Эстакада – галерейного типа в металлическом исполнении, состоит из пролетных строений и опорных стоек.

Сечение галереи – 3,0х2,3(h) м.

Пролетные строения эстакады - две вертикальные фермы пролетом 15,0 м, высотой 2,3 м, выполнены из парных прокатных уголков, соединенных горизонтальными связями и траверсами по верхнему и нижнему поясу ферм.

Опоры технологической эстакады двух типов – промежуточная и анкерная.

Промежуточные опоры эстакады - плоские решетчатые конструкции шириной 2,0 м, высотой 6,8х9,0 м: стойки - сварные двутавры, раскосы - из прокатного уголка.

Неподвижная опора (анкерная) - пространственная конструкция, состоящая из двух плоских решетчатых опор, соединенных связями.

Устойчивость эстакады обеспечивается:

жестким сопряжением опор с фундаментами;

связями между колоннами опор поперек трассы эстакады;

наличием неподвижной опоры (анкерной);

горизонтальными связями пролетных строений.

Фундаменты опор - монолитные железобетонные из бетона В20.

С наружной стороны фермы зашиваются профлистом, образуя галерею технологических трубопроводов.

Для опирания трубопроводов к фермам подвешиваются металлические траверсы.

Для обслуживания внутри галереи предусмотрена проходная площадка.

Для подъема выполняются лестницы-стремянки с ограждением.

Открытая установка трансформаторов

Фундаменты под трансформаторы – сборные железобетонные фундаментные плиты размером 3,0х1,5 м по песчаному основанию.

Крепление рельсов к фундаментным плитам выполняется на анкерных болтах.

Под каждый трансформатор выполняется маслоприемник с приямком для отвода масла. Внутренний объем маслоприемника заполняется промытым щебнем или гравием.

Между силовыми трансформаторами выполняется огнезащитная перегородка высотой 7,0 м, с пределом огнестойкости 1,5 часа.

Перегородка – кладка из силикатного кирпича М100 на растворе М50 толщиной 250 мм. Для устойчивости стенка развязывается металлическими стойками из прокатных швеллеров.

Фундамент противопожарной стенки - монолитный железобетонный из бетона В20.

Эстакада токопроводов

Эстакада шириной 2,0 м, высотой 5,16 м и 7,66 м.

Стойки эстакады – двутавры № 26Б2.

Пролетные строения эстакады – фермы пролетом 15,0 м и 19,0 м из парных уголков; балки – из швеллера.

Фундаменты эстакады - монолитные железобетонные из бетона В20.

Открытое распределительное устройство 110 кВ. Расширение

Порталы – свободностоящие в виде решетчатых однопролетных и двух пролетных металлических конструкций.

Сопряжение стоек порталов с фундаментами – жесткое, стоек с траверсами - шарнирное.

Металлические конструкции порталов разработаны по рекомендациям серии 3.407.2-162.

Фундаменты порталов и опоры выключателя элегазового — монолитные железобетонные из бетона В20.

Проектируемые опоры под трансформатор напряжения и разъединитель – сборные железобетонные стойки марки СОН, разрабатываются по рекомендациям серии 3.407.1-157, с установкой по верху опорных металлических конструкций.

Установка опор выполняется в пробуренные скважины диаметром 650 мм, глубиной 2,5 м. Заполнение пазух опор выполняется бетоном В15.

Кабельные каналы – надземные из сборных железобетонных лотков по бетонным брускам.

Реконструкция склада угля и топливного хозяйства

Разгрузочная галерея

Ширина галереи - 5,5 м, высота до балок покрытия 2,6 м. Конструкция галереи принята согласно рекомендациям серии 3.016-3.

Опоры галереи – широкополочные двутавры № 90Ш2 и № 50Ш2 высотой до 30,0 м, объединенные решеткой из прокатных уголков.

Пролетные строения галереи - стальные фермы с параллельными поясами из парных уголков, пролетом 30,0 м, высотой 3,0 м.

Перекрытие – ребристые сборные железобетонные плиты по серии 3.016-3, с отдельными монолитными участками по металлическим балкам.

Покрытие – металлический профнастил Н75-750-0,8 с утеплителем из минераловатных жестких плит.

Стеновое ограждение – стеновые панели типа «сэндвич» с минераловатным утеплителем.

Для сопряжения стен с перекрытием предусматривается цоколь – керамзитобетонные блоки по серии 3.016-3.

В торце галереи предусматривается металлическая лестница.

Общая устойчивость галереи обеспечивается:
наличием неподвижных опор по длине галереи;
установкой решеток – связей между колоннами;
приваркой железобетонных плит перекрытия к металлическим балкам.
Фундаменты колонн – столбчатые монолитные железобетонные из бетона В20.

Размораживающее устройство с вагонными весами

Размораживающее устройство проходного типа размерами в плане 6,0х84,0 м, высотой до низа балок 9,0 м.

Конструктивная схема – каркасная.

Колонны каркаса – широкополочные двутавры № 35ШБ2.

Балки покрытия - широкополочные двутавры № 35ШБ2.

Покрытие – профлист Н75-750-0,8 по металлическим прогонам из прокатного швеллера.

Стеновое ограждение - профлисты по металлическим ригелям замкнутого сечения.

Общая устойчивость размораживающего устройства обеспечивается:
жестким соединением колонн с фундаментами и балками покрытия;
наличием связевых блоков по концам сооружения;
установкой распорок по колоннам и балкам покрытия.

Фундаменты колонн - монолитные железобетонные ленточные из бетона В20, ширина подошвы 1,8 м.

В местах установки колонн выполняются подколонники с установкой анкерных болтов.

На въезде в размораживающее устройство выполняется фундамент-приямок для установки вагонных весов.

Фундамент-приямок - монолитный железобетонный из бетона В30 с установкой закладных деталей для крепления рамы весов.

Реконструкция участка ленточного конвейера № 3

Предусмотрено продление конвейера № 3 на 49,0 м в существующей галерее.

Предусмотрена установка опорных конструкций конвейерной ленты - рамок из прокатных швеллеров и подкосов из прокатных уголков.

Газоходы котла к дымовой трубе № 4

Газоход - кирпичный по металлическим колоннам и балкам. Сечение газохода 2,8х6,0(h) м, отметка чистого пола 5,0 м. Шаг колонн - 3,0 м.

Стены – кладка из керамического кирпича толщиной 380 мм.

Перекрытие - сборные железобетонные канальные плиты по серии 3.006.1-8, укладываемым на металлические ригели.

Покрытие газохода – сборные железобетонные пустотные плиты.

Колонны – двутавры № 50Б2, объединенные решеткой из прокатных уголков в поперечном направлении.

Поперечные балки перекрытия - двутавры № 50Б2, поперечные балки покрытия - двутавры №20Ш1.

В продольном направлении колонны развязаны балками в уровне перекрытия и распорками из гнутосварного профиля по верху колонн.

Фундаменты - монолитные железобетонные из бетона В20.

Аварийный маслосборник

Аварийный маслосборник трансформаторного масла - подземная металлическая емкость заводского изготовления V=25,0 м^3, диаметром 2,28 м, длиной 6,6 м.

Фундамент - монолитная железобетонная плита из бетона В20.

Для крепления бака в плите устанавливаются закладные детали.

Бак аварийного слива турбинного масла

Бак аварийного слива турбинного масла – подземная железобетонная емкость размерами в плане 4,0х2,2 м, глубиной 3,0 м.

Днище, стенки бака – монолитные железобетонные из бетона В20, W8, F150.

Перекрытие емкости - сборные железобетонные канальные плиты.

Защитные мероприятия

Бетонные и железобетонные конструкции, расположенные в грунте, выполняются из бетона W4 на сульфатостойком цементе.

Железобетонные конструкций из бетона W8 защищает их от агрессии масла.

Железобетонных конструкций, подвергающихся попеременному замораживанию и оттаиванию, выполнены из бетона F150.

Подготовка под фундаменты, каналы и приямки – щебень толщиной 100 мм с проливкой битумом.

Поверхности железобетонных конструкций, соприкасающихся с грунтом, обмазываются горячим битумом в 2 слоя. Поверхности резервуаров защищаются оклеечной гидроизоляцией.

В основании фундаментов зданий и сооружений приняты дресвяно-щебенистые грунты с расчетным сопротивлением 450 кПа.

Металлоконструкций защищаются огнезащитным покрытием, обеспечивающим требуемую огнестойкость.

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

Теплоснабжение, отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха

Источником теплоснабжения является существующий коллектор собственных нужд ТЭЦ, расположенный в турбинном отделении. Теплоноситель – вода с расчетными параметрами 130÷70°С. Схема присоединения систем отопления и вентиляции к тепловым сетям – зависимая.

Для отопления котельного отделения блока среднего давления и проектируемого отделения ПХВ, примыкающего к турбинному отделению, предусмотрена внутрицеховая прокладка трубопроводов теплоснабжения от существующих коллекторов сетевой воды к узлам управления.

Для отопления проектируемых багерной насосной и разгрузочной галереи топливно-транспортного цеха предусмотрена прокладка трубопроводов на наружных эстакадах на высоких и низких опорах.

Подключение трубопроводов сетевой воды Ду 150, 65, 32 и 20 мм предусмотрено к коллектора сетевой воды собственных нужд ТЭЦ. На трубопроводах в высших точках теплотрассы установлены воздушники, в нижних точках – задвижки для спуска воды в существующие колодцы ливневой канализации. Для обслуживания воздушников предусмотрены стационарные металлические площадки. Компенсация температурных удлинений предусмотрена за счет самокомпенсации трубопроводов (углы поворота трассы).

Главный корпус

Котельное, дымососное и бункерное отделения

Источником теплоснабжения является существующий коллектор собственных нужд ТЭЦ. Теплоноситель – вода с параметрами 130÷70°С.

В котельном, дымососном и бункерном отделениям предусмотрено дежурное воздушное отопление, рассчитанное на поддержание температуры воздуха 12°С агрегатами типа АВО-62. Трубопроводы систем отопления приняты из стальных водогазопроводных труб, для теплоснабжения приточных установок – из стальных сварных труб. Изоляция трубопроводов систем отопления и теплоснабжения предусмотрена утеплителем типа FLEX ECO. Прокладка трубопроводов открытая, в верхних точках систем отопления и теплоснабжения установлены автоматические воздухоотводчики, в нижних точках – спускные краны.

Вентиляция здания – приточно-вытяжная с механическим побуждением. Основными вредностями в котельном, дымососном и бункерном отделениях являются тепловыделения. Воздухообмен котельного, дымососного и бункерного отделений принят по количеству воздуха, забираемого дутьевым вентилятором из котельного отделения. В летний и зимний периоды приток механический, осуществляется приточными установками фирмы «Веза». В зимний период приточный воздух подогревается в приточных установках до температуры 12°С и подаётся в котельное, дымососное и бункерное отделения. Режим работы приточных установок – круглосуточный, круглогодичный. Приточные установки установлены на площадках и в венткамере. Вытяжка осуществляется дутьевым вентилятором в летний и зимний периоды. Воздуховоды приточных и вытяжных систем выполнены из тонколистовой оцинкованной стали. Для защиты работающих на временных рабочих местах от возможного перегрева и для создания требуемых параметров воздуха в местах проведения ремонтных работ предусмотрены передвижные душирующие установки.

Надбункерное отделение

В надбункерном отделении предусмотрено дежурное отопление на поддержание внутренней температуры 10°С. Система отопления водяная, двухтрубная. В качестве нагревательных приборов приняты регистры из гладких труб.

Вентиляция надбункерного отделения приточно-вытяжная с механическим побуждением. В летний и зимний периоды приток механический приточными установками фирмы «Веза». Приточная естественная и механическая вентиляция в теплый период рассчитана на компенсацию воздуха удаляемого местным отсосом от технологического оборудования (бункер угля) и на компенсацию теплопоступлений. Приточный воздух в зимний период подогревается в приточных установках до температуры 10°С и подаётся в надбункерное отделение. Вытяжная механическая вентиляция работает только в теплый период года.

Технологический коридор

В технологическом коридоре предусмотрена водяная, двухтрубная система отопления, рассчитанная на поддержание внутренней температуры 10°С. В качестве нагревательных приборов приняты регистры из гладких труб.

Вентиляция технологического коридора приточно-вытяжная с механическим побуждением. В летний период работают приточная и вытяжная системы, в зимний - вытяжная.

Аппаратная БЩУ

В помещении аппаратной БЩУ отопление не предусмотрено. В период проведения ремонтных работ используется тепловентилятор.

Вентиляция помещения аппаратной БЩУ предусмотрена приточно-вытяжная с механическим побуждением и обеспечением постоянного подпора воздуха в пределах однократного воздухообмена в час. Приток осуществляется приточными установками фирмы «Веза». Вытяжка – канальным вентилятором. В зимний период наружный воздух подогревается в вентустановках. Для поддержания в летний период оптимальных параметров внутреннего воздуха в помещении блочного щита управления (БЩУ) установлена сплит-система кондиционирования. Места прохода воздуховодов через стены уплотнены негорючими материалами. Для предотвращения проникновения в помещения продуктов горения во время пожара в проемах противопожарных преград установлены противопожарные клапаны с автоматическим, ручным и дистанционным управлением из помещения БЩУ. Удаление газов и дыма из помещения аппаратной БЩУ после действия установки газового пожаротушения решено передвижной вытяжной вентиляционной установкой с выбросом дыма наружу.

Отделение подогревателей химочищенной воды

В отделении подогревателей химочищенной воды предусмотрено дежурное отопление из расчёта поддержания внутренней температуры 10°С. Система отопления водяная, однотрубная, с верхней разводкой. В качестве нагревательных приборов приняты регистры из гладких труб. Трубопроводы систем отопления приняты из стальных водогазопроводных труб.

Вентиляция отделения подогревателей химочищенной воды приточно-вытяжная с механическим побуждением. В летний и зимний периоды приток механический – приточными установками фирмы «Веза». В зимний период приточный воздух подогревается приточных установок до температуры 10°С. Воздухообмен отделения подогревателей химочищенной воды рассчитан на ассимиляцию теплопоступлений от технологического оборудования и трубопроводов.

Багерная насосная станция

В багерной насосной станции предусмотрено дежурное отопление из расчета поддержания внутренней температуры 5°С. Система отопления водяная, двухтрубная. В качестве нагревательных приборов приняты регистры из гладких труб. Трубопроводы для систем отопления приняты из стальных водогазопроводных труб.

Вентиляция багерной насосной станции приточно-вытяжная с механическим побуждением и естественная. В летний период приток механический – канальными вентиляторами в комплекте с фильтрами для очистки воздуха, вытяжка – механическая и естественная. В зимний период приток неорганизованный, вытяжка – через дефлектор, установленный на кровле здания. Воздухообмен багерной насосной станции рассчитан на ассимиляцию теплопоступлений от технологического оборудования и трубопроводов.

Разгрузочная галерея

В наиболее холодные периоды (декабрь, январь, февраль) - разгрузочная галерея не работает и все течки закрыты. В рабочий период, а также в нерабочее время температура внутри разгрузочной поддерживается 10°С. Система отопления водяная, двухтрубная. В качестве нагревательных приборов приняты регистры из гладких труб. Трубопроводы для систем отопления приняты из стальных водогазопроводных труб.

В летний период вентиляция естественная через открываемые фрамуги окон, в зимний период-неорганизованная.

Система аспирации

Для локализации пылевыделения на трактах топливоподачи ТЭЦ (транспортировка, распределение по бункерам, пересыпка), предусмотрена аспирация пылевыделяющего технологического и транспортного оборудования, бункеров и мест перепада угля. Запыленный воздух, отсасываемый из-под укрытий пылящего оборудования и мест перепадов транспортеров перед выбросом в атмосферу, подвергается очистке. Оборудование для загрузки топлива в бункерные емкости и на транспортные устройства, а также точки для пересыпки топлива максимально герметизированы специальными кожухами и укрытиями. Воздуховоды аспирационных систем приняты круглого сечения, из листовой стали толщиной 2 мм. Радиусы отводов приняты равными двум диаметрам воздуховода. Воздуховоды аспирационных систем прокладываются вертикально или под углом 45° для предупреждения отложения пыли. В нижних точках предусмотрены пылесборники с быстроразъемными соединениями. Горизонтальные участки воздуховодов оснащены устройствами для периодической очистки их от осевшей пыли – скребками. В местах соединения с отсасывающими воронками, фасонными изделиями и вентиляционным оборудованием установлены фланцевые соединения. В местах возможного засорения воздуховода предусмотрена установка лючков для чистки. Все аспирационное оборудование принято во взрывозащищенном исполнении.

Мероприятия по шумоглушению вентиляционных систем

Для уменьшения уровня шума от вентиляционных установок предусмотрена установка вентиляционных агрегатов на виброизоляторах, подсоединение сети воздуховодов к вентиляторам посредством гибких вставок.

Работа систем вентиляции в аварийных ситуациях

При аварии на основном оборудовании Балхашской ТЭЦ системы вентиляции работают в штатном режиме.

Системы вентиляции автоматически отключаются только в случае пожара. Также при пожаре автоматически закрываются противопожарные клапаны, установленные на воздуховодах.

Решения по энергосбережению

Системы отопления помещений приняты с учетом потерь теплоты через ограждающие конструкции, на нагревание инфильтрующегося наружного воздуха, с учетом теплового потока, поступающего от технологического оборудования, трубопроводов, освещения, людей.

У местных отопительных приборов предусмотрена установка регулирующей арматуры. Отопление котельного, дымососного и бункерного отделений решено агрегатами воздушного отопления, работающими от датчиков температуры, установленных в обслуживаемом помещении.

Все приточные установки приняты с комплектом автоматики, позволяющим поддерживать необходимые параметры приточного воздуха как по температуре, так и по количеству воздуха.

Предусмотрена теплоизоляция трубопроводов теплоснабжения цилиндрами теплоизоляционными типа K-FLEX ECO.

На узлах управления № 1, № 2 установлены счетчики тепловой энергии.

Водоснабжение и водоотведение

При расширении Балхашской ТЭЦ предусмотрены системы водоснабжения, которые необходимы для обеспечения водой устанавливаемого оборудования с учетом противопожарных целей и хозяйственно-питьевых нужд персонала.

Система питьевого водоснабжения

Источником питьевого водоснабжения Балхашской ТЭЦ является существующая сеть питьевого водопровода Ø100 мм Балхашского регионального предприятия «Энерго-Сети» согласно техническим условиям от 19 февраля 2016 года.

Площадка оборудована объединенной системой хозяйственно-питьевого и противопожарного водоснабжения с давлением 0,25 МПа. На площадке проложен магистральный водовод ø200 мм, на котором установлены пожарные гидранты с подключением главного корпуса и вспомогательных зданий.

Питьевая вода используется на хозяйственно-бытовые и производственные нужды, на пожаротушение из внутренних пожарных кранов и наружных пожарных гидрантов.

Расширение Балхашской ТЭЦ с установкой энергетического оборудования в существующих ячейках главного корпуса решено с сохранением действующей схемы питьевого водоснабжения и существующего источника. Увеличение существующих бытовых помещений, душевых и санитарно-технических приборов в санузлах для дополнительного оперативного персонала при расширении Балхашской ТЭЦ не предусмотрено. Пропуск расчетного расхода питьевой воды обеспечивается существующей системой водопровода, без увеличения диаметров.

Дополнительная прокладка наружных сетей хозяйственно-питьевого водопровода не предусмотрена. В связи с установкой паровой турбины ст. № 6 и котла ст.№ 5 в существующем главном корпусе, существующий внутренний хозяйственно-питьевой водопровод сохраняется. Демонтажу и переносу подлежат только участки сети, попадающие в зону установки проектируемого оборудования.

Система противопожарного водоснабжения

Проект расширения Балхашская ТЭЦ с увеличением установленной электрической мощности на 55 МВт при установке парового котла Е-270-9,8-540 КТ (Ст. №5) и турбоагрегата К-55-8,8 (Ст.№ 6) выполняется с сохранением существующих источников водоснабжения. На площадке существует две системы противопожарного водоснабжения: Источником противопожарного водоснабжения являются водоводы питьевой воды и циркуляционные. При пожаре вода поступает из кольцевой наружной сети хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода на внутреннее пожаротушение из пожарных кранов и наружное пожаротушение из пожарных гидрантов зданий и сооружений ТЭЦ.

Главный корпус оборудован системой противопожарного водопровода с обеспечением при пожаре водой пожарных кранов, стационарных установок автоматического пожаротушения кабельных помещений, охлаждения главных маслобаков паровых турбин, стационарным системам пожаротушения воздухоподогревателей котлов, стационарным системам пожаротушения бункеров угля, дренчерных завес в помещении топливоподачи. Подача воды к стационарным установкам осуществляется противопожарными насосами, установленными в главном корпусе.

При расширении Балхашской ТЭЦ предусмотрено сохранение существующей системы противопожарного водоснабжения.

В главном корпусе при размещении энергетического оборудования в существующих ячейках существующая внутренняя система противопожарного водопровода сохраняется.

В главном корпусе предусмотрены следующие решения по внутренней противопожарной защите:

установка пожарных кранов Ø65 мм на внутренней кольцевой сети противопожарного водопровода в турбинном и котельном отделениях 2х5,2 л/с при строительном объеме турбинного отделения (котельного отделения) – 164 134,9 м^3 (152 171,3 м^3, категории по пожарной опасности здания турбинного отделения (котельного отделения) – В (В), степени огнестойкости строительных конструкций – II (II);

подвод противопожарного водопровода к внутренней системе пожаротушения воздухоподогревателя котла расходом 120 м^3/ч (по требованию поставщика оборудования);

оборудование стационарной установкой охлаждения главного маслобака турбины расходом 11,52 л/с;

установка пожарных кранов для подвода воды через пожарные рукава к генераторам (два рукава расходом по 5 л/с, согласно требованию поставщика генератора).

Защита при пожаре главного маслобака турбогенераторов осуществляется стационарной установкой охлаждения в составе: запорно-пускового устройства, питающего трубопровода, распределительного трубопровода и оросителей. Запорно-пусковые устройства запитаны от внутренней кольцевой сети противопожарного водопровода турбинного отделения. Охлаждение ферм машинного зала турбинного отделения осуществляется пожарными кранами, установленными на отметке обслуживания турбины.

Расход воды на наружное пожаротушение главного корпуса – 30 л/с.

В багерной насосной станции предусмотрена установка двух пожарных кранов с расходом 5 л/с каждая на проектируемой сети производственно-противопожарного водопровода Ø80 мм. Источник водоснабжения, при тушении пожара из внутренних пожарных кранов - существующая сеть смывной воды Ø200 мм. Наружное пожаротушение багерной насосной станции с расходом 10 л/с (строительный объем – 2 129,5 м^3; категория по пожарной опасности – Д, степень огнестойкости строительных конструкций – II) осуществляется от проектируемого пожарного гидранта, установленного на ответвлении Ø150 мм протяженностью 53 м от существующего кольцевого водопровода Ø200 мм.

Для обеспечения наружного пожаротушения главного корпуса на существующем кольцевом водопроводе Ø200 мм предусмотрена установка трех пожарных гидрантов.

Для обеспечения пожаротушения существующего склада угля предусмотрена закольцовка существующих противопожарных водопроводов на площадке склада путем прокладки противопожарного водопровода ø100 мм за границей площадки склада с установкой пожарных гидрантов на сети. Расход на пожаротушение склада угля – 10 л/с.

Помещение разгрузочной галереи оборудуется противопожарным водопроводом с двумя закольцованными вводами, подключенными к проектируемой сети противопожарного водопровода Ø100 мм склада угля. Расход воды на пожаротушение из внутренних пожарных кранов принят 5 л/с (2 струи по 2,5 л/с). Расход воды на каждую дренчерную завесу принят 3 л/с. Наружное пожаротушение разгрузочной галереи с расходом 15 л/с решено от проектируемых пожарных гидрантов, установленных на проектируемой сети противопожарного водопровода ø100 мм склада угля при строительном объеме – 4 329 м^3, категории по пожарной опасности – В, степени огнестойкости строительных конструкций – III а.

Система технического водоснабжения

Обеспечение технической водой, устанавливаемого парового котла Е-270-9,8-540 КТ в существующем котельном отделении среднего блока в ячейке демонтируемых котлов ст. № 4,5 в осях 9-14/Г"-Ж, предусмотрено по действующей схеме обеспечения технической водой. Обеспечение технической водой на производственные нужды, гидро-

уборку и пожаротушение в ячейках котельного отделения при установке котла ст.№5 осуществляется по действующей схеме от существующих внутренних трубопроводов смывной воды. Обеспечение технической водой для мокрой уборки помещения разгрузочной галереи принято от существующей сети технического водоснабжения Ø900 мм с врезкой в проектируемом колодце Ø1500 мм с установкой запорной арматуры. Прокладка проектируемого производственного водопровода подземная из стальных труб Ø57х3,5 мм по ГОСТ 10704 в весьма усиленной гидроизоляции на глубине 2,3 м.

Расходы технической воды на охлаждение, гидрозолоудаление, мокрую уборку, гидроуборку для устанавливаемого котельного оборудования в ячейке установки котла ст. № 5 обеспечиваются существующей водопроводной системой (смывной линии). Для обеспечения багерного насоса водой для уплотнения сальников и промывочной водой предусмотрена прокладка трубопровода Ø80 мм от существующего трубопровода смывной воды Ø200 мм с установкой повысительного насоса типа CR 10-5 производительностью 10 м^3/ч напором 40 м мощностью 2,2 кВт (1 рабочий, 1 резервный) в помещении машинного зала багерной насосной станции.

В отапливаемом помещении разгрузочной галереи предусмотрена прокладка производственного водопровода Ø50 мм с поливочными кранами Ø20 мм для мокрой уборки. Поливочные краны установлены шагом 15…20 м. Прокладка внутреннего водопровода предусмотрена из стальных трубопроводов по ГОСТ 10704.

Внутренние системы водопровода

В турбинном отделении в пределах ячеек установки энергетического оборудования предусмотрена замена участков внутренней кольцевой сети противопожарного водопровода ø150 мм. На проектируемых участках кольцевой сети противопожарного водопровода установлены пожарные краны Ø65 мм, предусмотрены ответвления Ø80 и 65 мм к стационарным установкам охлаждения главных маслобаков турбогенераторов. Прокладка внутреннего противопожарного водопровода предусмотрена из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91*.

При размещении парового котла Е-270-9,8-540 КТ в существующем котельном отделении среднего блока в ячейке демонтируемых котлов ст.№ 4, 5 в осях 9-14/Г"-Ж, предусмотрена реконструкция существующей внутренней кольцевой сети производственно-противопожарного водопровода, с заменой труб кольцевой сети водопровода Ø150 мм с установкой пожарных кранов Ø65 мм, поливочных кранов Ø25 мм, ответвлениями Ø100 мм к системе пожаротушения котла.

Реконструкция существующих бытовых помещений не предусмотрена, существующие внутренние сети питьевого водопровода в главном корпусе сохраняются.

Внутренней тупиковой сетью производственно-противопожарного водопровода Ø80 мм оборудуется багерная насосная станция с установкой пожарных кранов Ø50 мм и поливочного крана Ø15 мм, а также подводом воды на уплотнение сальников насосов Ø32 мм и на промывку трубопроводов и оборудования – Ø80, Ø50 мм. Прокладка внутреннего производственно-противопожарного водопровода предусмотрена из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91*.

Проектируемая разгрузочная галерея оборудуется внутренними раздельными системами производственного и противопожарного водопровода. Внутренняя сеть производственного водопровода – тупиковая с одним вводом Ø80 мм. Ввод оборудован запорной арматурой. Прокладка внутреннего производственного водопровода предусмотрена из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91*. На сети установлены поливочные краны Ø25 мм. Внутренняя сеть противопожарного водопровода – кольцевая с двумя вводами Ø80 мм с запорной арматурой и пожарными кранами ø50 мм. От кольцевой сети

предусмотрены ответвления Ø50 мм к двум дренчерным завесам, состоящих из запорно-пусковых устройств (ЗПУ) и распределительных сетей с оросителями. Прокладка внутреннего противопожарного водопровода предусмотрена из стальных электросварных труб по ГОСТ 10704-91*.

Электротехнические решения

Тепломеханической частью проекта предусмотрены:

установка паровой турбины К-55-8,8 с генератором ТЗФП-63-2МУЗ мощностью 78,75 МВА, напряжением 6,3 кВ в ячейке существующего паротурбинного агрегата ТГ-6;

перенос существующей паровой турбины Р-25-90 с генератором ТГ-6 мощностью 31,25 МВА, напряжением 10,5 кВ в свободную ячейку ТГ-4;

установка парового котла типа Е-270-9,8-540 КТ с системой пылеприготовления;

реконструкция тракта топливоподачи.

Схема выдачи мощности

Схема выдачи мощности генератора ТГ-4 сохраняется на III секции ГРУ-10,5 кВ. Выдача мощности проектируемого турбоагрегата ТГ-6 предусмотрена на шины существующего ОРУ-110 кВ по блочной схеме. Выдача мощности в энергосистему осуществляется по существующим ВЛ-110 кВ, подключенным к ячейкам ОРУ-110 кВ № 3, 5, 6, 8, 9, 10.

Схема электрическая главная

Проектом предусмотрен перенос установки существующего генератора ТГ-6 на свободное место демонтируемого генератора ТГ-4. В связи с переносом станционный номер существующего генератора ТГ-6 меняется на ТГ-4. Выдача мощности 04МКА01 (ТГ-4) будет осуществляется на существующую ячейку №57 (ГРУ-10,5 кВ, III секция). Связь между генератором 04МКА01 (ТГ-4) (главный корпус) и ГРУ-10,5 кВ (здание ГРУ-10,5 кВ) выполняется кабелем (в пределах главного корпуса) и гибкой ошиновкой (между зданиями).

На освободившееся место устанавливается генератор 06МКА01 (ТГ-6), который переносится с Топарской ТЭС.

Для выдачи мощности генератора 06МКА01 (ТГ-6) в энергосистему предусматривается установка блочного трансформатора 06ВАТ01 (Т-11), который переносится с Топарской ГРЭС (мощность 80 МВА, напряжение 110/35/6 кВ) и подключается к существующей ячейке № 4 ОРУ-110 кВ на место существующего трансформатора Т-4. Для выполнения данного решения требуется:

трансформатор Т-4 заменить на новый (согласно протоколу технического совещания от 19 декабря 2015 года пункт № 27) и установить на свободном месте на территории демонтированного ОРУ-35 кВ, выполнить переподключение связей к существующему ГРУ-10,5 кВ, ячейка № 22;

трансформатор Т-4 подключить к новой ячейке 110 кВ (ячейка №12).

Связь между генератором 06МКА01 (ТГ-6) и блочным трансформатором 06ВАТ01 (Т-11) выполняется токопроводом. Связь между блочным трансформатором 06ВАТ01 (Т-11) и ОРУ-110 кВ остается существующей.

Комплексная система тиристорного возбуждения (тип СТСН-2П-350-1000-2,5 УХЛ4) 06МКА01 генератора 06МКА01 (ТГ-6) также переносится с Топарской ТЭС и подключается в отпайку, между генераторным выключателем и блочным трансформатором.

Согласно ТЗ на проектирование на ОРУ-110 кВ также предусматривается сооружение ячейки шиносоединительного выключателя 110 кВ (ячейка № 11).

Всего на существующем ОРУ-110 кВ предусматривается сооружение двух ячеек:

ячейка № 11 - шиносоединительный выключатель 110 кВ и однофазный трансформатор напряжения (фаза А) на обходной системе шин;

ячейка № 12 - трансформатор Т-4.

Расширение существующего ОРУ-110 кВ выполняется в сторону демонтированного ОРУ-35 кВ. Исходя из всех принятых технических решений, проектом предусматривается доведение существующей схемы ОРУ-110 кВ до типовой схемы №110-12 «Две рабочие системы шин с шиносоединительным выключателем, и обходная система».

Электроснабжение собственных нужд

Основными потребителями собственных нужд 3,15 и 0,4 кВ являются основные и вспомогательные механизмы паровых турбоагрегатов 04МКА01 (ТГ-4), 06МКА01 (ТГ-6) и парового котла.

Для питания высоковольтных нагрузок турбоагрегата 06МКА01 (ТГ-6), проектируемых котельного и дымососного отделений предусматривается сооружение отдельного двухсекционного РУСН-3,15 кВ по схеме «явного резерва». Поскольку новые две секции (М6ВВА01 и М6ВВВ01) РУСН-3,15 кВ выполняются взамен существующего РУСН-3,15 кВ (секция V), существующие нагрузки пере подключаются на них.

Проектируемый РУСН-3,15 кВ выполняется двухсекционным и подключается (два ввода) к существующему трансформатору № 4 (мощность 7,5 МВА, напряжение 10,5/3,15 кВ) через существующую ячейку РУСН-3,15 кВ № 127. Резервное питание обоих секций РУСН-3,15 осуществляется от проектируемой секции резервного питания М6ВСА01, которая подключается к существующему ГРУ-10,5 кВ (ячейка № 56) через новый трансформатор 06ВСТ01 (мощность 10 МВА, напряжение 10,5/3,15 кВ).

Для питания низковольтных нагрузок турбоагрегата 06МКА01 (ТГ-6), проектируемых котельного и дымососного отделений предусматривается сооружения отдельного двухсекционного РУСН-0,4 кВ по схеме «явного резерва». Проектируемое РУСН-0,4 кВ выполняется двухсекционным и подключается к проектируемому РУСН-3,15 кВ через новые трансформаторы (М6BFT01, М6BFT02) мощностью 1000 кВА, напряжением 3,15/0,4 кВ. Резервное питание обоих секций РУСН-0,4 осуществляется от проектируемой секции резервного питания. Секция резервного питания подключена, через новый трансформатор (М6ВНТ01) мощностью 1000 кВА, напряжением 3,15/0,4 кВ, к секции 3,15 кВ М6ВСА01.

Для питания нагрузок турбоагрегата 04МКА01 (ТГ-4), а также механизмов химводоочистки, багерной насосной предусматривается использование существующих секций РУСН-3,15 кВ (секции III и IV) и РУСН-0,4 кВ. В существующих РУСН-3,15 и 0,4 кВ предусмотрена замена устаревшей коммутационной аппаратуры на современную, с микропроцессорными модулями управления и защиты.

Для питания нагрузки реконструируемого тракта топливоподачи проектом предусматривается установка двухсекционного распределительного устройства 0,4 кВ с мощностью питающих трансформаторов 1600 кВА, напряжением 10,5/0,4 кВ. Подключаются трансформаторы к существующему ГРУ-10,5 кВ ячейки № 26, 52.

Расчет токов короткого замыкания. Выбор оборудования

Расчет токов короткого замыкания выполнен для максимального режима работы Балхашской ТЭЦ, с целью проверки стойкости оборудования к действию тока короткого замыкания.

Ток трехфазного короткого замыкания на шинах ОРУ-110 кВ составляет 10,2 кА. К установке принято коммутационное оборудование с током отключения 25 кА.

Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 6,3 кВ (выводы генератора 06МКА01 (ТГ-6)) составляет 45,4 кА. К установке принято коммутационное оборудование с током отключения 63 кА.

Ток трехфазного короткого замыкания на шинах 3,15 кВ (РУСН-3,15 кВ) составляет 16,2 кА. К установке принято коммутационное оборудование с током отключения 20 кА.

Управление, релейная защита, автоматика, учет электроэнергии

Управление электротехническим оборудованием генератора 04МКА01 (ТГ-4) сохраняется с существующей пульт-панели управления № 10, которая расположена в ГрЩУ. Также предусматривается управление проектируемыми средствами АСУ ТП.

Управление электротехническим оборудованием генератора 06МКА01 (ТГ-6) осуществляется (согласно пункту № 19 протокола технического совещания от 19 декабря 2015 года):

с пульт-панели управления на ГрЩУ;

средствами АСУ ТП.

Включение выключателей 110 кВ и генераторного выключателя 6,3 кВ осуществляется методом точной автоматической и ручной синхронизации.

Управление механизмами собственных нужд ~3,15 и ~0,4 кВ предусматривается:

дистанционное - средствами АСУ ТП;

местное с постов управления, щитов, ящиков, расположенных у механизмов.

Релейная защита всех вновь сооруженных элементов главной схемы и механизмов собственных нужд выполнена на базе современных микропроцессорных устройств.

Питание устройств РЗА осуществляется от системы оперативного постоянного тока, напряжением 220 В.

Предусмотрены следующие устройства автоматики:

автоматическая синхронизация;

автоматический ввод резерва (АВР);

автоматическое повторное включение (АПВ);

автоматика регулирования возбуждения.

Предусмотрена реконструкция существующей схемы делительной автоматики, которая предусматривает отключение станции от энергосистемы и, при снижении частоты или напряжения, питание выделенного района нагрузок.

Предусмотрено создание новых точек коммерческого учета на проектируемых присоединениях. Новые счетчики электроэнергии интегрируется в существующую систему АИИС КУЭ.

Мероприятия по защите от импульсных помех цепей систем релейной защиты и автоматики (РЗА) и автоматических систем управления технологическим процессом (АСУТП)

Для снижения уровня помех до допустимого уровня проектом предусматривается следующее:

заземление корпусов коммутационных аппаратов, а также шкафов РЗА путем присоединения кратчайшим путем к продольным горизонтальным элементам заземляющего устройства с сопротивлением не более 0,5 Ом;

заземление корпусов (или конструкций) измерительных трансформаторов тока каждой фазы, коммутационных аппаратов, ОПН выполнено присоединением их кротчайшим путем к продольным горизонтальным элементам заземляющего устройства; в радиусе не более 3-х метров от мест присоединения заземляющего спуска к заземляющему устройству обеспечивается растекание токов не менее чем в четырех направлениях по магистралям заземляющего устройства;

защитное заземление шкафов РЗА, АСУТП путем присоединения к закладным протяженным элементам в полу релейных помещений, и прокладка поперечных соединений с шагом 4-6 м (стальная полоса сечением 100 мм^2);

рабочее заземление систем РЗА присоединением рабочих (схемных) точек заземления устройств кратчайшим путем к зажимам защитного заземления шкафов РЗА;

применение для вторичных цепей устройств РЗА экранированных кабелей;

трассы кабелей вторичных цепей РЗА выбираются на расстоянии не менее 10 м от фундаментов мачт с молниеприемниками;

трассы кабелей вторичных цепей РЗА выбираются на расстоянии не менее 5 м от фундаментов (стоек) ограничителей перенапряжений;

предусматривается прокладка дополнительных горизонтальных заземлителей вдоль кабельных трасс;

заземление с обоих концов металлических экранов кабелей цепей управления и т.п.;

при применении металлических коробов для прокладки кабелей вторичных цепей их корпуса заземляются по концам и по трассе через 5-10 м;

устройство молниезащиты территории с использованием отдельно стоящих молниеотводов.

Компоновочные решения

Главный корпус

В существующем главном корпусе размещается следующее основное электрооборудование:

генератор паровой турбины ТГ№6 - в турбинном отделении отметка 8,000 в осях 30-33 рядов А1-Б1;

оборудование системы возбуждения типа СТС в турбинном отделении, устанавливается на отм. 0,000 м в осях 33-33 ряда А1-Б1;

генераторный комплекс турбины ТГ-6 в турбинном отделении отметка 5,000 в осях 32-33 рядов А1-Б1

генератор паровой турбины ТГ№4 в турбинном отделении отметка 8,000 в осях 19-22 рядов А-Б;

шкафы КРУ-3,15 кВ устанавливаются в помещении существующего РУСН-3,15 кВ;

шкафы 0,4 кВ устанавливаются в помещении существующего РУСН-0,4 кВ;

Связь между генератором и блочным трансформатором Т-11 (00ВВТ07) выполнена пофазно-экранированным токопроводом с разделёнными фазами. Токопроводы проложены от выводов генератора в главном корпусе (на отм. 5,0 м), до площадки, открытой установки трансформаторов на территории существующего ОРУ-110 кВ. Ответвление от токопровода к трансформатору возбуждения выполнено токопроводом. По всей длине для удобства эксплуатации выполнены площадки обслуживания.

Открытая установка трансформаторов

Для выдачи мощности проектируемого генератора ТГ-6 устанавливается блочный трансформатор Т-11 (00ВВТ07) напряжением 110/35/6, мощностью 80 МВА. Ошиновка трансформаторов по стороне 110 кВ выполнена сталеалюминевыми проводами. Ошиновка по стороне 6 кВ выполняется комплектными токопроводами.

Для возможности установки проектируемого блочного трансформатора существующий трансформатор Т-4 демонтируется и устанавливается на территории демонтируемого ОРУ-35 кВ.

Реконструкция существующего ОРУ-110 кВ

Проектом предусматривается реконструкция существующего ОРУ-110 кВ в следующем объёме:

строительство новой ячейки № 12 для подключения существующего трансформатора Т-4;

строительство новой ячейки № 11 для установки оборудования шиносоединительного выключателя.

Новые ячейки № 11, 12 размещаются на свободной территории существующего ОРУ-35 кВ.

Открытый склад угля

Для электроснабжения собственных нужд размораживающего устройства топливоподачи предусматривается установка вблизи размораживающего устройства КТП-10/0,4 кВ в составе:

силовой трансформатор 10,5/0,4 кВ 1600 кВА – 2 шт.;

распределительный шкаф 0,4 кВ – 4 шт.

Питание трансформаторов осуществляется от существующего ГРУ-10,5 кВ.

Кабельное хозяйство

Внутри главного корпуса кабели 3,15 и 0,4 кВ прокладываются:

в кабельных сооружениях существующего главного корпуса (кабельные каналы, кабельный этаж) и ГЩУ по кабельным конструкциям;

в турбинном отделении - в специальных металлических кабельных коробах заводского изготовления;

в полах и фундаментах механизмов в стальных трубах;

подвод к механизмам производится в металлорукавах или в пластмассовых гофрорукавах;

кабели освещения: открыто по стенам с креплением скобами и скрыто под штукатуркой.

По территории ОРУ-110 кВ кабели прокладываются в наземных кабельных лотках.

Прокладка взаиморезервируемых кабелей (силовых линий, линий оперативного тока, управления и сигнализации – для основных и дублирующих комплектов РЗА, систем пожаротушения и т.п.) выполняется по разным кабельным трассам. После прокладки кабелей выполняется устройство огнестойких перегородок в кабельных лотках и коробах.

По территории ТЭЦ кабели прокладываются по технологическим эстакадам открыто или в металлических коробах, трубах в траншеях.

Кабели приняты следующих марок:

кабели 10 кВ, 3,15 кВ - марки СБГ-10, ВВГнг(А)-LS-10;

кабели 0,4 кВ - марок ВВГнг(А)-LS, ВВГнг(А)-FRLS;

контрольные кабели - марок КВВГнг(А)-LS, КВВГЭнг(А)-LS и КВВГнг(А)-FRLS.

Электроосвещение

Напряжение сети электроосвещения ~380/220 В. Напряжение на лампах ~220 В. Напряжение ремонтного освещения ~ 12 В. Управление освещением предусмотрено местными выключателями и с щитка освещения.

Аварийное освещение разделяется на резервное и эвакуационное освещение.

Резервное освещение получает электропитание от сети переменного тока ~220 В независимой от сети рабочего освещения. Эвакуационное освещение в рабочем режиме получает электропитание от сети переменного тока ~220 В независимой от сети рабочего освещения, в аварийном режиме автоматически переключается на электропитание по-

стоянным током от аккумуляторной батареи встроенной в светильник. Светильники эвакуационного освещения с надписью “ВЫХОД“ устанавливаются по пути эвакуации.

Распределительная сеть рабочего электроосвещения выполнена кабелем с медными жилами марки ВВГнг-LS, не распространяющим горение с низким дымо- и газовыделением. Распределительная сеть аварийного освещения выполнена кабелем ВВГнг-LS -FR 0,66 кВ. Сеть освещения выполняется 5-и (3-х) проводной.

Наружное освещение территории подстанции выполняется светодиодными прожекторами, которые устанавливаются на фасадах зданий. Управление наружным освещением предусмотрено местными автоматическими выключателями с ящика управления освещением и автоматически от сигналов фотодатчиков при достижении заданного уровня освещенности.

Заземление и молниезащита

Предусмотрено подключение нового оборудования к существующему и проектируемому контуру заземления станции.

В электроустановках до 1 кВ для защиты от прямого прикосновения выполняются ограждения и оболочки со степенью защиты не менее IP2X, предусматривается установка устройств защитного отключения (УЗО) с номинальным дифференциальным током не более 30 мА.

Для предотвращения заноса высокого потенциала в здания по технологическим эстакадам, трубопроводам и т.п., все инженерные сети подлежат обязательному заземлению перед вводами в здание.

Для защиты от электростатической и электромагнитной индукции предусматривается заземление металлического оборудования и трубопроводов с подключением к наружному контуру заземления.

Молниезащита зданий и сооружений станции существующая.

Защита оборудования 110 кВ от прямых ударов молнии осуществляется существующими отдельно стоящими молниеотводами, установленными на прожекторных мачтах.

Защиту оборудования от набегающих волн атмосферных перенапряжений предусматривается осуществлять ограничителями перенапряжений.

Слаботочные устройства, связь, сигнализация

В соответствии с письмом заказчика касательно систем связи и сигнализации № 04-1,2/1375 от 16 мая 2016 года для обеспечения производственной деятельности на объекте Балхашская ТЭЦ используются существующие оборудование и сети связи и сигнализации.

Автоматическая телефонная связь Балхашской ТЭЦ обеспечивается существующей АТС типа LG-NORTEL (занятая/свободная ёмкость – 180/80), установленной в здании управления ТЭЦ. Выход на сеть связи общего пользования используется существующий.

Производственно-диспетчерская связь станции организована на базе существующего коммутатора диспетчерской связи ЭДТС-66, установленного в ГЩУ. ЭДТС-66 имеет резерв для подключения новых абонентов при необходимости.

Производственная громкоговорящая связь Балхашской ТЭЦ, организована на базе радиотрансляционных усилителей ТУ-600 для топливно-транспортного цеха (ТТЦ), хозяйственного цеха (ХЦ) и УМ-ПС-БП для ГЩУ.

Разработка дополнительных средств связи и сигнализации не предусматривается.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

В основу предлагаемых противопожарных мероприятий положены принципы, изложенные в ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность». Общие требования», в соответствии с которыми пожарная безопасность объекта на стадии проектирования должна обеспечиваться: системой предотвращения пожара; системой противопожарной защиты; организационно-техническими мероприятиями.

Пожарная безопасность на объекте представляет собой комплекс инженерно-технических и объемно-планировочных решений, направленных на выполнение следующих условий:

обеспечение пожарной безопасности людей и материальных ценностей;

предотвращение воздействия опасных факторов пожара;

предотвращение вторичных появлений факторов пожара.

Защита персонала и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера предусмотрена:

размещением проектируемых зданий и сооружений на безопасном расстоянии в соответствии с нормативными противопожарными разрывами;

конструктивными решениями зданий и сооружений (защита от коррозии, специальные покрытия, надежные конструкции фундаментов, использование блочно-комплектных устройств и т.д.);

комплексом мероприятий по взрывопожарной и пожарной безопасности;

организацией оповещения персонала об угрозе возникновения или возникших аварийных и стихийных бедствиях.

Размещение зданий и сооружений на схеме генерального плана произведено в соответствии с требованиями нормативных документов, с соблюдением противопожарных разрывов, что обеспечивают пожарную безопасность проектируемого объекта. На объекте предусмотрены инженерно-технические мероприятия гражданской обороны, в соответствии с п. 38 ст.12 Закона РК «О гражданской защиты», требований приказа МВД РК № 732 от 24 октября 2014 года которые охватывают мероприятия, направленные на предупреждение чрезвычайных ситуаций и уменьшения риска их возникновения, обеспечение защиты населения и территории от чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера, а также от опасностей, возникающих при ведении военных действий, диверсий или террористических актов.

Проект рассмотрен и согласован:

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Карагандинской области» от 3 июня 2016 года № KZ96VQR00002796;

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Карагандинской области» – Регистрация декларации промышленной безопасности от 3 июня 2016 года № KZ10VEG00005726.

6.4 Охрана окружающей среды

Раздел «Оценка воздействия на окружающую среду» проекта рассмотрен с выдачей следующих заключений:

РГУ «Департамент по защите прав потребителей Карагандинской области Комитета по защите прав потребителей Министерства национальной экономики Республики Казахстан» – письмо о том, что проведение санитарно-эпидемиологической экспертизы и выдача санитарно-эпидемиологического заключения на представленный проект не требуются, от 1 августа 2016 года № DZPP/M1-03/00285/2;

РГУ «Департамент экологии по Карагандинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» - заключение государственной экологической экспертизы о согласовании проекта от 22 августа 2016 года № М1-0023/16.

6.5 Организация строительства

Продолжительность строительства определена согласно пособию к СНиП РК 1.04.03-2008 по определению продолжительности строительства предприятий, зданий и сооружений, а также разработанного календарного плана в составе ПОС.

На основании расчета срок строительства составляет 26 месяцев.

Начало строительства принято в IV квартале 2016 года, согласно письму заказчика от 24 августа 2016 года № 01-21-3/1603.

6.6 Сметная документация

Сметная документация не представлялась (письмо заказчика от 16 июля 2016 года № 01-2.1-3/1433).

7. ЭКСПЕРТНАЯ ОЦЕНКА ПРИНЯТЫХ ПРОЕКТНЫХ 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».

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

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

В проекте согласно имеющимся возможностям, применены импортозамещающие местные строительные материалы и изделия, изготавливаемые на предприятиях Республики Казахстан.

Принятые решения соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической и промышленной безопасности, функциональному назначению объекта.

Уровень ответственности объекта – I.

7.2 Изменения и дополнения, внесенные в проект в процессе экспертизы

В процессе рассмотрения по замечаниям РГП «Госэкспертиза» в проект «Расширение Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котлоагрегата Е-270» (без сметной документации) внесены следующие изменения и дополнения:

1. Получено заключение государственной экологической экспертизы о согласовании проекта, выданное РГУ «Департамент экологии по Карагандинской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» от 22 августа 2016 года № М1-0023/16.

Основные технические показатели

Таблица 4

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели		Изменения: - снижение, + увеличение
			заявленные	рекомендуемые к утверждению	
1	Установленная мощность БТЭЦ: электрическая в том числе увеличение мощности тепловая	 МВт МВт Гкал/ч	 200 55 416,8	 200 55 416,8	 - - -
2	Располагаемая мощность БТЭЦ: электрическая в том числе увеличение мощности тепловая	 МВт МВт Гкал/ч	 192 53 357,1	 192 53 357,1	 - - -
3	Выработка электроэнергии БТЭЦ, в том числе увеличение	млн. кВт* ч	1 176,0 452,37	1 176,0 452,37	- -
4	Отпуск электроэнергии с шин БТЭЦ, в том числе увеличение	млн. кВт* ч	958,1 359,84	958,1 359,84	- -
5	Отпуск тепловой энергии, всего в том числе: в паре в горячей воде	тыс. Гкал	705,1 95,67 609,43	705,1 95,67 609,43	- - -
6	Площадь участка в границах отвода	га	14,55	14,55	-
7	Площадь застройки	$м^2$	83 300,0	83 300,0	-
8	Состав основного оборудования БТЭЦ после расширения: паровые котлы паровые турбины	кол х тип	 2 х ТКЗ-150 4 х ПК-10п-2 1 х Е-270-9,8-540КТ 2 х ПТ-30-40/29 1 х Р-25-90/31 1 х ПТ-60-90/13 1 х К-55-8,8	 2 х ТКЗ-150 4 х ПК-10п-2 1 х Е-270-9,8-540КТ 2 х ПТ-30-40/29 1 х Р-25-90/31 1 х ПТ-60-90/13 1 х К-55-8,8	-
9	Нормативная продолжительность строительства	мес.	26	26	-

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений проект «Расширение Балхашской ТЭЦ ТОО «Kazakhmys Energy» с установкой турбоагрегата К-55-8,8 и котлоагрегата Е-270» (без сметной документации) соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке с основными техническими показателями, приведенными в таблице 4.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ТОО «Kazakhmys Energy» в соответствии с условиями договора от 12 августа 2016 года № 01-0362.

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

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

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

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып «К-55-8,8 құбыр агрегатын және Е-270 қазан агрегатын орнатумен «Kazakhmys Energy» ЖШС-нің Балхаш ЖЭО кеңейту» (сметалық құжаттамасыз) жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіпте жоғарыда келтірілген 4-кестедегі негізгі техникалық көрсеткіштермен бекітілуге ұсынылады.

2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2016 жылғы 12 тамыздағы № 01-0362 шарттың талаптарына сәйкес «Kazakhmys Energy» ЖШС кепілдік етеді.

3. «Жоба» сатысында құжаттама бойынша құрылыс-монтаж жұмыстарын жүргізуге мемлекеттік нормаларымен тыйым салынады. Құрылыс-монтаж жұмыстарын жүргізу үшін жұмыс құжаттамасын әзірлеу қажет.

4. Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан жұмыс жобасы бойынша құжаттаманы қабылдап алу кезінде оның осы сараптама қорытындысына сәйкестігін тексерсін.

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

Искаков Б.Б.

Эксперт

Каримов М.Б.

Эксперт

Мамаев Т.Л.

Эксперт

Заиченко Н.И.

Эксперт

Иманбаев С.Б.

Начальник производственного отдела

Хван К.А.

Советник Генерального директора

Искалиев А.Н.

Руководитель экспертной группы

Омельченко Т.

Главный специалист