«ҚР, БҚО, Орал қаласы, ЖЭО ауданы, 5-құрылыс мекенжайы бойынша БҚО, Орал қаласында «Жайықжылуқуат» АҚ Орал ЖЭО-ны ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) №1 станция турбоагрегатын ауыстыру бөлігінде реконструкциялау»

жұмыс жобасы бойынша

18.10.2019 ж. № 01-0420/19

(оң)

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫС БЕРУШІ:
«Орал қаласының тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық және тұрғын үй инспекциясы бөлімі» ММ,
Орал қаласы

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Павлодарэнергопроект» ЖШС,
Павлодар қаласы

Нұр-Сұлтан қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

«ҚР, БҚО, Орал қаласы, ЖЭО ауданы, 5-құрылыс мекенжайы бойынша БҚО, Орал қаласында «Жайықжылуқуат» АҚ Орал ЖЭО-ны ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) №1 станция турбоагрегатын ауыстыру бөлігінде реконструкциялау» жұмыс 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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ 01-0420/19 от 18.10.2019 г.
(положительное)

по рабочему проекту
**«Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго»
в части замены турбоагрегата ст.№1 ПР-10-35/10/1,2
(ПТ-12-35/10М) в г. Уральск, ЗКО
по адресу: РК, ЗКО, г. Уральск, район ТЭЦ, строение 5»**

ЗАКАЗЧИК:
ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства
и жилищной инспекции города Уральск»,
г. Уральск

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Павлодарэнергопроект»,
г. Павлодар

г. Нур-Султан

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное экспертное заключение по рабочему проекту **«Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) в г. Уральск, ЗКО по адресу: РК, ЗКО, г. Уральск, район ТЭЦ, строение 5»** выдано РГП «Госэкспертиза».

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

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) в г. Уральск, ЗКО по адресу: РК, ЗКО, г. Уральск, район ТЭЦ, строение 5».

Настоящее заключение выполнено в соответствие с договором от 26 августа 2019 года № 000340003074/190155/00.

2. ЗАКАЗЧИК: ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции города Уральск», г. Уральск.

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Павлодарэнергопроект», г. Павлодар (государственная лицензия № 13015367 от 11 сентября 2013 года на проектирование, выданная Комитетом по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Министерства регионального развития Республики Казахстан, генеральная, I категория).

ГИП – (Шестаков П. И.)

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: республиканский бюджет, письмо заказчика от 26 сентября 2019 года № 6-6/6458.

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование рабочего проекта «Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) в г. Уральск, ЗКО по адресу: ЗКО, г. Уральск, район ТЭЦ, строение 5», утвержденное заказчиком от 26 сентября 2019 года;

архитектурно-планировочное задание (АПЗ) на проектирование объекта «Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) в г. Уральск, ЗКО по адресу: ЗКО, г. Уральск, район ТЭЦ, строение 5», утвержденное ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства города Уральск» от 3 мая 2019 года № 4;

ГУ «Отдел архитектуры и градостроительства города Уральск» - разрешение на реконструкцию Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст. №1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) от 30 апреля 2019 года № 40;

постановление акимата города Уральск ЗКО от 21 июня 2019 года № 1450 о выдаче дополнительного временного возмездного права землепользования на земельный участок пл. 0,1742 га с доведением общей площади выделенного земельного участка в районе ТЭЦ до 13, 6033 га и признании утратившим силу договора об аренде от 15 октября 2010 года №3970;

акт на право временного возмездного землепользования (аренды) № 0301249 на земельный участок, кадастровый номер земельного участка 08-130-027-1309, площадь земельного участка 13,6033 га для обслуживания территории ТЭЦ с планом земельного М1:10000, изготовленный Отделом города Уральск по земельному кадастру и недвижимости – филиала некоммерческого АО «Государственная корпорация «Правительство для граждан» по ЗКО, запись в книге записей № 5715 от 25 июня 2019 года;

письмо ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции города Уральск» о финансировании замены турбоагрегата ст. №1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) по программе «Кредитование на реконструкцию и строительство (№053) от 26 сентября 2019 года № 6-6/6458;

письмо ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции города Уральск» о предполагаемом сроке строительства 2020-2021 год, дальности перевозки

и место забора недостающего грунта 10 км, дальности перевозки места складирования излишнего грунта 20 км, наличии на объекте ТЭЦ боевого расчета в количестве 5 человек и 1 ед. пожарной машины, расположении пожарной части СПЧ-1 на расстоянии 2 км, расположении на территории 16 пожарных гидрантов и внутренних пожарных кранов от 17 апреля 2019 года № 6-6/2616;

письмо ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции города Уральск» об уточнении срока начала строительства объекта от 15 октября 2019 года № 6-6/6823;

ООО Научно-производственная компания «ВТИ» (ООО НПК «ВТИ», г. Москва – экспертное заключение № 052/13 от 24 октября 2013 года «Оценка технического состояния металла и разработка рекомендаций по возможности, сроку и условиям дальнейшей эксплуатации турбины ПР-10-35/10/1,2 БМЗ, ст.№ 1 ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго», г. Уральск (Республика Казахстан), отработавшей 328 тыс. ч.»;

ТОО «АстанаОТНинжиниринг», г. Астана - техническое заключение по экспертному обследованию и оценке технического состояния фундамента под турбоагрегат ПР-10-35/10/1,2 ст. №1 Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в г. Уральск, ЗКО, 2019 год;

ТОО «Технокран» - экспертное заключение № 166 от 25 августа 2016 года зав.№5704 по определению возможности дальнейшей безопасной эксплуатации турбоагрегата ПР-10-35-12/2,5 ст. №1 ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго»;

акт на демонтажные работы, утвержденный ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции города Уральск» от 11 октября 2019 года.

протокол № 1 технического совещания по рабочему проекту «Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№ 1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) в г. Уральск, ЗКО по адресу: ЗКО, г. Уральск, район ТЭЦ, строение 5» в части выбора типа и мощности турбоагрегата, выбора системы управления турбоагрегата, определения границ проектирования технологических линий, согласованный заинтересованными организациями и утвержденный ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции города Уральск» от 12 декабря 2018 года;

декларация промышленной безопасности АО «Жайыктеплоэнерго», утвержденная АО «Жайыктеплоэнерго» в 2014 году;

ГУ «Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью» Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан – регистрация декларации промышленной безопасности от 27 октября 2014 года № KZ73VEG00001100.

Технические условия:

АО «Жайыктеплоэнерго» на подключение паровой турбины типа ПТ-12-3,4/1,0-1 ст.№1 к станционным трубопроводам и сетям от 17 апреля 2019 года.

5.2 Согласования заинтересованных организаций:

ГУ «Управление охраны общественного здоровья Департамента охраны общественного здоровья» Западно-Казахстанской области Комитета охраны общественного здоровья Министерства здравоохранения Республики Казахстан – санитарно-эпидемиологическое заключение на проект нормативов предельно-допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ и физических факторов от источников АО «Жайыктеплоэнерго» расположенных в г. Уральске №L.13.X.KZ46VBS0002426 от 20 ноября 2017 года;

ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции города Уральск» о согласовании рабочего проекта «Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М)

в г. Уральск, ЗКО по адресу: ЗКО, г. Уральск, район ТЭЦ, строение 5» - письмо от 26 сентября 2019 года № 6-6/6459;

РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов КВР МСХ РК» - согласования реконструкций Уральской ТЭЦ в части замены турбоагрегата (письмо от 8 октября 2019 года № KZ87VRC00006355).

5.3 Перечень представленных на рассмотрение материалов проекта

Том 1 Паспорт рабочего проекта.

Том 2 Пояснительная записка.

Том 3 Инженерные изыскания.

Том 4 Материалы обследования строительных конструкция существующего фундамента турбоагрегата ст. № 1.

Том 5 Оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС).

Том 6 Сметная документация.

Том 7 Перечень материалов и изделий, конструкций и оборудования. Прайс-листы.

Том 8 Проект организации строительства (ПОС).

Рабочие чертежи в составе:

830-18 ГП. Генеральный план и транспорт.

830-18-ТМ. Принципиальная схема Уральской ТЭЦ.

830-18-1-ТМ1. Главный корпус. Турбинное отделение. Монтаж основного и вспомогательного оборудования турбоагрегата ст.№ 1 типа ПТ-12-3,4/1,0-1.

830-18-1-ТМ2. Главный корпус. Турбинное отделение. Технологические станционные трубопроводы высокого давления.

830-18-1-ТМ3. Главный корпус. Турбинное отделение. Паропроводы среднего и низкого давления.

830-18-1-ТМ4. Главный корпус. Турбинное отделение. Трубопроводы питательно-деаэраторных установок.

830-18-1-ТМ5. Главный корпус. Турбинное отделение. Вспомогательные трубопроводы.

830-18-1-ТМ6. Главный корпус. Турбинное отделение. Выхлопные трубопроводы.

830-18-1-ТМ7. Главный корпус. Турбинное отделение.
Трубопроводы охлаждающей и циркуляционной воды.

830-18-1-ТМ8. Главный корпус. Турбинное отделение. Проект тепловой изоляции турбины ст. № 1 типа ПТ-12-3,4/1,0-1.

830-18-1-КЖ1. Главный корпус. Замена турбоагрегата ст. № 1. Подземное хозяйство турбинного отделения.

830-18-1-КЖ2. Главный корпус. Замена турбоагрегата ст. № 1. Фундамент под турбину.

830-18-1-КЖ3. Главный корпус. Замена турбоагрегата ст. № 1. Площадки вокруг турбоагрегата с лестницами и переходными площадками.

830-18-1-КМ3. Главный корпус. Замена турбоагрегата ст. № 1. Площадки вокруг турбоагрегата с лестницами и переходными площадками

830-18-1-ВК. Главный корпус. Турбинное отделение.
Охлаждение маслобака турбины.

830-18-1-ОВ. Главный корпус. Замена турбоагрегата ст. № 1. Помещение выводов генератора ТГ-1.

830-18-1-ЭМ1. Главный корпус. Замена турбоагрегата № 1. Электрооборудование генератора.

830-18-1-ЭМ2. Главный корпус. Замена турбоагрегата № 1. Электрооборудование турбины.

830-18-1-ЭМ3. Главный корпус. Замена турбоагрегата № 1.

ГРУ-10 кВ. Монтажные электротехнические чертежи.

830-18-1-КХ1. Главный корпус. Замена турбоагрегата № 1.

Кабельное хозяйство турбины.

830-18-1-ЭВС1. Главный корпус. Замена турбоагрегата №1.

Вторичная коммутация элементов главной схемы генератора.

830-18-1-ЭВС2. Главный корпус. Замена турбоагрегата №1.

Вторичная коммутация собственных нужд турбины.

830-18-1-АТМ. Главный корпус. Замена турбоагрегата ПР-10-35/10/1.2 ст.№1 на турбину ПТ-12-3,4/1,0-1 с генератором Т-12-2У3. Система автоматизации.

830-18-1-АТЩ1. Главный корпус. Замена турбоагрегата ПР-10-35/10/1.2 ст.№1 на турбину ПТ-12-3,4/1,0-1 с генератором Т-12-2У3. Система автоматизации «1SLH01».

Технический отчет по инженерно-геодезическим изысканиям, выполненный ИП «Проф-Геодезия», г. Уральск в 2019 году.

Технический отчет по инженерно-геологическим изысканиям, выполненный ИП «Проф-Геодезия», г. Уральск в 2019 году.

Перечень оборудования, материалов, изделий с приложением прайс-листов, утвержденный заказчиком от 8 октября 2019 года.

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Назначение Уральского ТЭЦ производство и отпуск тепловой и электрической энергии потребителям города.

Цель реконструкции Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» - замена турбоагрегата ст.№ 1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) по результатам проведенного экспертного обследования, выполненного ТОО «Технокран» в 2016 году.

6. ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Промышленная площадка существующей ТЭЦ (АО «Жайыктеплоэнерго»), расположена в юго-восточной части города Уральск, в промышленной зоне.

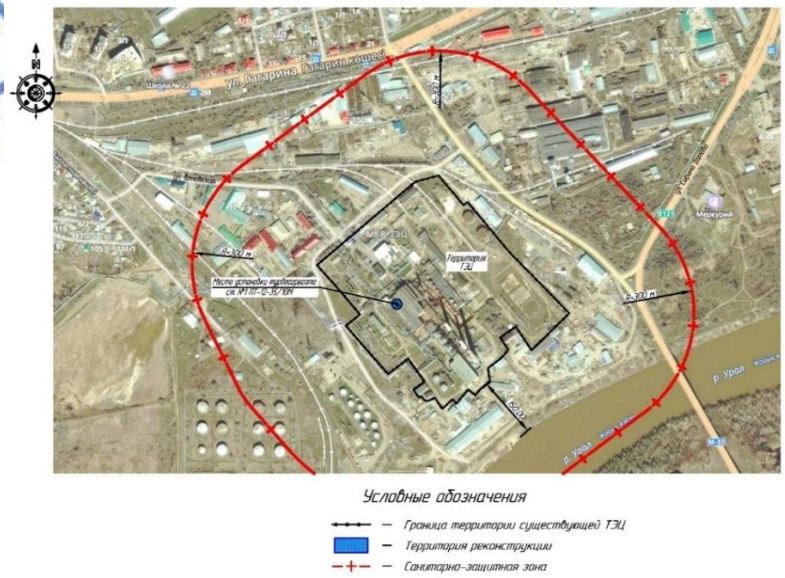


Рис. 1. Ситуационная схема

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон	- IIIA;
нормативное значение ветрового давления	- 38 кгс/м^2;
нормативный вес снегового покрова	- 70 кгс/м^2;
средняя месячная температура воздуха:	
годовая	- 5,9°С,
наиболее холодного месяца	- минус 11,3°С,
наиболее теплого месяца	- 22,6°С;
температура воздуха наиболее холодной пятидневки:	
обеспеченностью 0,98	- минус 33,4°С,
обеспеченностью 0,92	- минус 29,6°С;
среднегодовое количество осадков	- 348 мм;
нормативная глубина промерзания:	
суглинков и глин	- 1,62 м;
сейсмичность площадки строительства	- 6 баллов;
категория грунтов по сейсмическим свойствам	- III.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Согласно отчету об инженерно-геологических изысканиях, выполненному ИП «ПРОФ-ГЕОДЕЗИЯ» в 2019 году, в геологическом строении участка исследования до разведанной глубины 6,0÷10,0 м принимают участие верхнечетвертичные аллювиальные отложения долины реки Урал и литологически представлены глинами, суглинками темно-коричневого, бурого по цвету. Вскрытая мощность 4,6÷8,2 м.

Современные отложения покрывают чехлом четвертичные отложения и литологически представлены буро-коричневыми суглинками, глинами, насыпной грунт и обломки красного кирпича, щебень разных фракций, влажный.

Мощность почвенного слоя 1,4-3,6 м.

В комплексе современных отложений выделено два инженерно-геологический элемента:

ИГЭ-1 – глина легкая пылеватая бурая по цвету, гумусированная, слабовлажная-влажная, твердая-полутвердая, насыпной грунт (мелкий щебень, гравий), повышено-сжимаемая. Слой залегает в районе скважин №1 с поверхности. Мощность слоя 1,8 м;

ИГЭ-2 – суглинок тяжелый песчанистый, темно-коричневый по цвету, гумусированный, ПГС, слабовлажный-влажный, твердый, с прослоями ожелезненных глин, насыпной грунт (мелкий щебень, гравий), повышено-сильносжимаемый. Слой залегает в районе скважин №2, 3, с поверхности. Мощность слоя 1,4÷3,6 м,

ρ_{II} = 1,97 г/см^3, C_{II} = 24,0 кПа, φ_{II} = 22^o, E = 1,9 МПа;

В геолого-генетическом комплексе верхнечетвертичных аллювиальных отложений выделено пять инженерно-геологический элемента:

ИГЭ-3 – глина легкая пылеватая темно-коричневая, бурая, твердая, влажная, трещиноватая, ожелезненная, местами гумусированная, просадочная, повышено-сильносжимаемая под действием внешней нагрузки. Модуль осадки при нагрузке 2 кгс/см^2 составляет 68÷86 мм/м. Слой залегает в районе скважин № 1, 2 с глубины 1,4÷1,8 м и до глубины 3,8÷4,0 м. Мощность слоя 2,2÷2,4 м,

ρ_{II} = 1,90 г/см^3, C_{II} = 44,0 кПа, φ_{II} = 15^o, E = 2,7 МПа;

ИГЭ-4 – суглинок тяжелый песчанистый бурый, мягкопластичный, влажный, с прослоями супеси, непросадочный, повышенно-сильносжимаемый под действием внешней

нагрузки. Модуль осадки при нагрузке 2 кгс/см^2 составляет 45÷81 мм/м. Слой залегает повсеместно с глубины 3,6÷6,8 м и до глубины 5,6÷8,6 м. Мощность слоя 1,6÷3,9м,

ρ_{II} = 2,0 г/см^3, C_{II} = 12,0 кПа, φ_{II} = 16^o, E = 1,7 МПа;

ИГЭ-5 – суглинок тяжелый песчанистый бурый, текучепластичный, влажный, просадочный, повышенносжимаемый под действием внешней нагрузки. Модуль осадки при нагрузке 2 кгс/см^2 составляет 29÷40 мм/м. Слой залегает в районе скважин № 1, 2 с глубины 3,8÷5,6 м и до глубины 4,5÷6,8 м. Мощность слоя 0,7÷1,2 м,

ρ_{II} = 1,98 г/см^3, C_{II} = 12,0 кПа, φ_{II} = 16^o, E = 1,7 МПа;

ИГЭ-6 – суглинок тяжелый песчанистый светло-серый, влажный, тугопластичный, с прослоями ожелезненных глин, слабопросадочный, повышенносжимаемый под действием внешней нагрузки. Модуль осадки при нагрузке 2 кгс/см^2 составляет 44÷54 мм/м. Слой залегает в районе скважин № 3 с глубины 7,5 м и до глубины 9,5 м. Мощность слоя 2,0 м,

ρ_{II} = 1,99 г/см^3, C_{II} = 12,0 кПа, φ_{II} = 22^o, E = 2,2 МПа;

ИГЭ-7 – глина легкая пылеватая светло-серая, ожелезненная, влажная, непросадочная, повышенносжимаемая под действием внешней нагрузки. Модуль осадки при нагрузке 2 кгс/см^2 составляет 46÷60мм/м. Слой залегает под ИГЭ-3, ИГЭ-6 с глубины 8,6÷9,5 м и до 10,0 м. Мощность слоя 0,5÷1,4 м,

ρ_{II} = 1,96 г/см^3, C_{II} = 34,0 кПа, φ_{II} = 15^o, E = 2,5 МПа;

По степени засоления грунты в пределах площадки незасоленные.

По отношению к бетонным конструкциям на портландцементе и на шлакопортландцементе (бетоны марки W4, W6, W8) грунты обладают агрессивностью от слабой до сильной степени. По отношению к бетонам на сульфатостойком цементе марки W4 грунты слабоагрессивны, на сульфатостойком цементе марки W6, W8 грунты неагрессивны.

По отношению к железобетонным конструкциям грунты обладают агрессивностью средней степени.

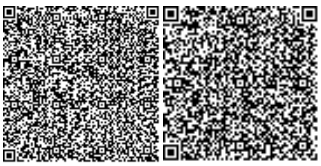
Коррозионная активность грунтов по отношению к стальным металлическим конструкциям повышенной степени. Коррозионная активность грунтов по отношению к алюминиевым и свинцовым оболочкам кабелей низкой - высокой степени.

Водоносный комплекс средне-верхнечетвертичных аллювиальных отложений распространен в пределах первой, второй и третей надпойменных террас долины реки Урал и ее притока реки Чаган. Уровень подземных вод вскрыт на глубине 4,5 м на период изысканий (апрель 2019 года). Водовмещающие породы представлены суглинками тяжелые песчанистые и глинами. Вскрытая мощность водовмещающей толщи аллювиальных отложений до 5,5 м. Воды носят грунтовый безнапорный характер.

Естественный режим подземных вод горизонта приречного типа. Питание водоносного горизонта осуществляется, в основном, за счет паводковых вод рек Урал и Чаган в весенне-летний период, разгрузка вод горизонта, в основном, осуществляется в реки Урал и Чаган в осенне-зимний период. Колебания уровня подземных вод имеют сезонный характер и тесно взаимосвязаны с колебаниями уровня воды в реке Урал и реке Чаган. Минимальные уровни устанавливаются в феврале-марте месяцах, максимальные – в июне-июле месяцах. Амплитуда весеннего подъема уровня подземных вод зависит от водности года и от удаленности участка исследования от реки Урал. На данном участке уровень подземных вод может подняться на 1-2 м относительно зафиксированного уровня в период изысканий.

Воды горизонта слабоминерализованные, смешанного типа, с преобладанием гидрокарбонатов и хлоридов, натрия и магния в химическом составе.

Воды по отношению к бетонным конструкциям неагрессивны, по отношению к арматуре железобетонных конструкций – неагрессивны при постоянном погружении и слабоагрессивные при периодическом смачивании.



6.2 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Уральская ТЭЦ представляет собой промышленную площадку, на которой расположены здания и сооружения, обеспечивающие бесперебойную работу теплоэлектростанции.

Рабочим проектом, в существующем главном корпусе, предусматривается замена турбоагрегата ст. №1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) на турбоагрегат ПТ-12-3,4/1,0-1 производства Калужского турбинного завода.

Изменение существующих решений по генеральному плану ТЭЦ, в объеме работ по замене турбоагрегата, в соответствии с заданием на проектирование, в объем проектных работ не входит.

6.2.2 Технико-технологические решения

Уральская ТЭЦ входит в состав АО «Жайыктеплоэнерго», которое является предприятием со 100% участием государства в Уставном капитале и единственным источником централизованного теплоснабжения города Уральска. 22 декабря 2018 года Уральской ТЭЦ отмечено 58 лет со дня ввода в эксплуатацию. На данный момент износ основного оборудования станции составляет более 50%, что увеличивает количество отказов и приводит к возникновению частых аварийных ситуаций.

Тепловая схема ТЭЦ принципиально выполнена следующим образом: техническая вода с берегового водозабора р.Урал подается на водоподготовительную установку, затем на пароводяные подогреватели сырой воды, после чего происходит разделение на 2 потока. Один поток направляется на 2-х ступенчатые Na–катионитовые фильтры и в машзал через сборные баки, на деаэраторы и на паровые котлы. Другой поток направляется на вакуумные деаэраторы, после чего на аккумуляторные баки. Далее подпиточными насосами вода подается в обратный трубопровод на подпитку теплосети.

Из обратного трубопровода тепловой сети вода подается сетевыми насосами на водогрейные котлы, бойлерную установку, в прямой трубопровод к потребителям.

Пар с паровых котлов подается на турбины №1,2,3 и на РОУ. С отбора турбин пар подается на бойлера и подогреватели ВПУ, регенерацию, мазутное хозяйство.

Принципиальная схема ТЭЦ выполнена с поперечными связями.

Фактическая наработка турбоагрегата ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) ст.№1 с начала эксплуатации составляет – 344 234 ч, при нормативном сроке установленным заводом-изготовителем 200 тыс. часов. На сегодняшний день турбоагрегат ст.№1 выведен из эксплуатации, последняя развиваемая мощность в 2016 году составляла 2,0 МВт при установленной мощности 10 МВт.

Для покрытия заданных тепловых нагрузок, повышения надежности и эффективности выработки электроэнергии и теплоснабжения города Уральска принято решение о замене турбоагрегата ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) ст.№1 на турбоагрегат ПТ-12-3,4/1,0-1 производства ОАО «Калужский турбинный завод» с генератором Т-12-2У3 мощностью 12МВт.

Установленная электрическая мощность, с вновь устанавливаемым оборудованием составит – 60,5 МВт, располагаемая – 60,5 МВт. Паровой мощности существующих котлов будет достаточно для загрузки всех турбин на номинальную их мощность при всех температурных режимах работы ТЭЦ.

Режим работы ТЭЦ сохранен существующим по тепловому графику с комбинированной выработкой электроэнергии и тепла и дополнительной выработкой электроэнергии по электрическому графику.

Мощность, производственная программа

Основной деятельностью является производство и отпуск тепловой и электрической энергии; передача, распределение и сбыт тепловой энергии.

Установленная электрическая мощность ТЭЦ до реконструкции – 58,5 МВт.

Установленная тепловая мощность ТЭЦ (по котлам) – 990,2 Гкал/ч.

Располагаемая электрическая мощность ТЭЦ до реконструкции – 48 МВт.

Располагаемая тепловая мощность ТЭЦ – 571,69 Гкал/ч.

Температурный график тепловой сети – 105/70°С.

Система горячего водоснабжения – закрытая.

Для покрытия заданных тепловых нагрузок, повышения надежности и эффективности выработки электроэнергии и теплоснабжения города Уральска принято решение о замене турбоагрегата ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) ст.№1 на турбоагрегат ПТ-12-3,4/1,0-1 производства ОАО «Калужский турбинный завод» с генератором Т-12-2У3 мощностью 12 МВт.

Установленная электрическая мощность после реконструкции: с вновь устанавливаемым оборудованием составит – 60,5 МВт, располагаемая – 58 МВт. Паровой мощности существующих котлов будет достаточно для загрузки всех турбин на номинальную их мощность при всех температурных режимах работы ТЭЦ.

Потребность в основных видах ресурсов

Основным топливом на ТЭЦ является природный газ, резервное топливо - мазут топочный марки М-100.

Источником технического водоснабжения Уральской ТЭЦ является река Урал. Система технического водоснабжения ТЭЦ в настоящее время работает по прямоточной схеме с забором воды из реки Урал.

Подключение технологических и инженерных трубопроводов предусмотрено к существующим одноименным сетям ТЭЦ.

Обеспечение площадки ТЭЦ материальными ресурсами, на период строительства (модернизации) и эксплуатации, выполняется по существующим железнодорожным подъездным путям и по существующим автомобильным дорогам и проездам.

Технологическая схема

Вновь устанавливаемая паровая турбина ПТ-12-3,4/1,0-1 включается в существующую тепловую схему с поперечными связями по основным технологическим трубопроводам – паропроводу острого пара, паропроводу отработанного пара, выхлопному трубопроводу, трубопроводам охлаждающей воды. Существующая тепловая схема ТЭЦ не изменяется.

Деаэрация питательной воды котлов осуществляется в атмосферных деаэраторах. Подогрев сетевой воды осуществляется в подогревателях сетевой воды. Схема подпитки теплосети остается существующая.

<u>Компоновочные решения</u>

Компоновочные решения при установке турбоагрегата ПТ-12-3,4/1,0-1 с комплектным вспомогательным оборудованием предусмотрено в существующем здании Уральской

ТЭЦ в турбинном отделении в рядах «Д-Е», осях «4-7» в ячейке турбины ст. № 1. Турбоагрегат устанавливается на уровне отм. +6,000 м.

Технологические трубопроводы

Обвязка устанавливаемой турбины ПТ-12-3,4/1,0-1 технологическими трубопроводами предусмотрена до общестанционных коллекторов по следующим системам:

паропровод острого пара на турбину;
трубопровод питательной воды;
паропровод производственного отбора 8-13 ата;
паропровод теплофикационного отбора 1,2-2,5 ата;
подающий и отводящий водовод охлаждающей воды конденсатора (цирквводоводы);
трубопровод ХОВ;
трубопровод основного конденсата;
трубопровод конденсата ПВД;
трубопровод конденсата ПНД;
обвязка отсосов;
обвязка системы пожаротушения;
выхлопные трубопроводы.

Трубопроводы прокладываются на скользящих и пружинных опорах. Компенсация тепловых расширений трубопроводов осуществляется за счет углов поворотов трассы и П-образных компенсаторов. Опоры для трубопроводов предусмотрены скользящими, с установкой при необходимости неподвижных опор. В верхних точках трасс трубопроводов установлены воздушники, в нижних - дренажи, обслуживание арматуры на дренажах и воздушниках выполняется с существующих площадок обслуживания. Все трубопроводы подлежат антикоррозийному покрытию, трубопроводы с температурой выше 45°С подлежат тепловой изоляции.

Технологические решения

Основные технические решения по тепломеханической части

При реконструкции предусмотрено:

замена турбоагрегата ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) ст. № 1 Брянского машиностроительного завода (реконструированного в 1980 г.) вместе с генератором Т2-12-2 ХЭТЗ, отработавшего свой парковый ресурс, на новый;

принято решение о применении в проекте турбоагрегата ПТ-12-3,4/1,0-1 производства ОАО «Калужский турбинный завод», в комплекте со вспомогательным оборудованием и генератором Т-12-2У3 с воздушным охлаждением на месте демонтируемой паровой турбины ПР-10-35/10/1,2 ст. № 1 в турбинном отделении существующего главного корпусах в осях «4-7», рядах «Д-Е» с оперативной отметкой обслуживания +6,000 на основании протокола №1 технического совещания по рабочему проекту «Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№ 1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) в г. Уральск, ЗКО»;

обвязка вновь устанавливаемой паровой турбины ПТ-12-3,4/1,0-1 ОАО «КТЗ» ст. № 1 по следующим трактам:

паропровод острого пара на турбину;
трубопровод питательной воды;
паропровод производственного отбора 8-13 ата;
паропровод теплофикационного отбора 1,2-2,5 ата;

подающий и отводящий водовод охлаждающей воды конденсатора (цирквводоводы);
трубопровод ХОВ;
трубопровод основного конденсата;
трубопровод конденсата ПВД;
трубопровод конденсата ПНД;
обвязка отсосов;
обвязка системы пожаротушения;
выхлопные трубопроводы;
границами проектирования при замене паровой турбины ст. № 1 приняты:

по острому пару - от врезки тройником в коллектор острого пара до входного патрубка стопорного клапана;

по трубопроводу питательной воды до ПВД — от врезки «холодного» коллектора питательной воды до входного фланца арматуры на входе в ПВД и от выходного фланца арматуры на выходе с ПВД до врезки в станционный «горячий» коллектор питательной воды;

по паропроводу производственного отбора 0,8÷1,3 МПа — от выходного фланца задвижки на трубопроводе регулируемого производственного отбора турбины до врезки в станционный коллектор пара 0,8÷1,3 МПа;

по паропроводу теплофикационного отбора 0,12÷0,25 МПа — от выходного фланца задвижки на трубопроводе регулируемого теплофикационного отбора турбины до врезки в станционный коллектор пара 0,12÷0,25 МПа с одной стороны, до врезки в станционный коллектор греющего пара деаэраторов с другой стороны;

по трубопроводам охлаждающей воды конденсатора (цирквводоводы) — от подводящего и отводящего коллекторов оборотного водоснабжения до входного и выходного патрубков охлаждающей воды конденсатора;

по трубопроводу ХОВ — от коллектора ХОВ до конденсатора турбоагрегата;

по трубопроводу основного конденсата — от ответного фланца арматуры на выходе ПНД до врезки в коллектор основного конденсата;

по трубопроводу конденсата греющего пара ПВД — от ответного фланца арматуры на выходе конденсата греющего пара ПВД до врезки в коллектор конденсата греющего пара ПВД;

по трубопроводу конденсата греющего пара ПНД — от ответного фланца арматуры на выходе конденсата греющего пара ПНД до врезки в коллектор конденсата греющего пара ПНД;

по трубопроводам обвязки пожаротушения – пожаротушение турбины, генератора, маслобака оставить по существующей схеме; предусмотреть врезку системы охлаждения маслобака турбины в существующий противопожарный кольцевой трубопровод Ду100 мм с установкой запорной арматуры с фланцевым присоединением и выдвижным шпинделем; давление в точке подключения составляет 0,25 МПа, при включении противопожарных насосов 0,6 МПа;

по трубопроводам сброса с предохранительных клапанов - сброс с предохранительного клапана производственного отбора 0,8÷1,3 МПа врезать в существующую линию аварийного сброса производственного отбора; сброс с предохранительного клапана теплофикационного отбора 0,12÷0,25 МПа врезать в существующую линию аварийного сброса теплофикационного отбора;

демонтаж существующего заменяемого технологического оборудования и строительных конструкций (паровая турбина ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) ст. № 1, генератор, строительные конструкции фундамента турбоагрегата, трубопроводы, арматура обвязки турбины и т.д.) в ячейке турбины в осях «4-7», рядах «Д-Е».

Согласно протокола № 1 технического совещания от 12 декабря 2018 года по рабочему проекту «Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№ 1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) предусмотрена установка паровая турбина типа ПТ-12-3,4/1,0-1 производства ОАО «Калужский турбинный завод» со следующими параметрами пара: расход - 86,3 т/ч, давление - 35 кгс/см^2, температура - 435°С; номинальной мощностью генератора 12 МВт.

Основные технические характеристики турбины типа ПТ-12-3,4/1,0-1

Таблица 1

№ п/п	Наименование параметра	Ед. изм.	Величина
1	Электрическая мощность	МВт	12
2	Номинальные параметры свежего пара: давление температура	МПа (кгс/см^2) ^{o}С	3,5 (35) 435
3	Расход свежего пара	т/ч	86,3
4	Расход охлаждающей воды, проходящей через конденсаторы номинальный	т/ч	3 000
5	Температура питательной воды на номинальном режиме	^{o}С	148,2
6	Расчетная температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы	^{o}С	20
7	Удельный расход теплоты	Ккал/(кВт ч)	2901

Турбина должна обеспечивать:

параллельную работу по электрическим и тепловым нагрузкам с другими турбинами, которые имеют идентичные с нею статические и динамические характеристики автоматического регулирования;

параллельную работу по отпуску пара в общий паровой коллектор с редукционно-охладительными установками (РОУ), если характеристики регуляторов давления РОУ соответствуют характеристике регулятора давления пара турбины, а температура редуцированного пара автоматически поддерживается на уровне температуры поступающего от турбины пара во всем диапазоне нагрузок РОУ;

работу на холостом ходу после сброса нагрузки.

Система маслоснабжения

Система маслоснабжения обеспечивает маслом систему смазки турбины и генератора, ВПУ а также систему регулирования и защиты турбины.

Емкость масляного бака до верхнего рабочего уровня –3,3 м^3.

Номинальное давление масла в системе регулирования – 0,97 МПа.

Номинальное расчетное давление масла в системе смазки - 0,05 МПа.

Система смазки и система регулирования и защиты обеспечиваются маслом от центробежного ГМН, для обеспечения подпора на всасе ГМН используется маслоструйный инжектор, установленный в масляном баке.

При пуске, останове и при аварийных режимах маслоснабжение осуществляется блоком масляных насосов. В состав его входят установленные на дренажном маслобаке пусковой, стояночный и аварийный масляные электронасосы. Для обеспечения систем турбины и генератора маслом в период пуска и останова предусмотрен пусковой масляный электронасос (ПМН). Для обеспечения подшипников турбины и генератора маслом при недопустимом снижении давления в системе смазки и выходе из строя пускового масляного

электронасоса предусмотрены стояночный масляный электронасос и аварийный масляный электронасос с электродвигателем постоянного тока. Для привода ВПУ используется масло, подаваемое установленным на основном маслобаке насосом.

На дренажном маслобаке установлен перекачивающий насос, который должен автоматически включаться для перекачки масла в основной маслобак по сигналам от датчика гидростатического давления.

Для охлаждения масла, циркулирующего в системе маслоснабжения, предусмотрены два маслоохладителя, один из которых является резервным и включается в работу, если работающий маслоохладитель не обеспечивает охлаждение масла до необходимой температуры. Уровень масла в масляном баке контролируется датчиком уровня.

Технические показатели до и после реконструкции турбоагрегата ст. № 1

Таблица 2

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели
1	Установленная мощность котельной до/после реконструкции: электрическая тепловая (по котлам)	 МВт Гкал/ч	 58,5 / 60,5 990,2 / 990,2
2	Располагаемая мощность котельной до/после реконструкции: электрическая тепловая (по котлам)	 МВт Гкал/ч	 48 / 58 571,69 / 571,69
3	Состав основного оборудования: котлы энергетические котлы водогрейные котел-утилизатор блока ПГУ турбины паровые турбоагрегат блока ПГУ	 кол. х тип	 5хБКЗ-75-39ГМ (сущ.) 4хПТВМ-100 (сущ.) 3хКВГМ-100 (сущ.) 1хHRSG (сущ.) 1хПТ-12-3,4/1,0-1 (проект) 1хПТ-12/15-35/10М (сущ.) 1хПТ-8-35/10М (сущ.) 1хHitachi H-25 (сущ.)
4	Используемое топливо: основное / - резервное	тип	природный газ/ мазут топочный М-100
5	Температурный график тепловой сети	°С	105/70
6	Система горячего водоснабжения	–	закрытая
7	Общая численность персонала/в смену	чел.	309/220

Автоматизация технологических процессов

Рабочим проектом предусмотрено оснащение техническими средствами автоматизации устанавливаемого турбоагрегата типа ПТ-12-3,4/1,0-1 ст. № 1 со вспомогательным оборудованием.

Комплектно с турбиной типа ПТ-12-3,4/1,0-1 с генератором Т-12-2У3 ст. № 1 ОАО «Калужский турбинный завод» предусмотрено электрооборудование, КИП с отборными устройствами, система контроля, управления и диагностики - САУ ПТУ разработки компании ЗАО

«ИНТАЙ» г. Санкт-Петербург, РФ.

Система контроля, управления и диагностики САУ ПТУ является стационарной системой непрерывного действия, предназначенной для реализации задач контроля, защиты и управления по следующим подсистемам агрегата:

паропроводы турбины;
собственно турбина;
механизмы регулирования и защиты турбины;
маслосистема турбины;
система уплотнений турбины;
конденсатная система турбины;
вакуумная система турбины;
охлаждающая вода турбоагрегата;
ПНД, ПВД;
теплоконтроль генератора.

Основные функции САУ ПТУ:

дистанционное управление пораспределениями турбины;
автоматический прогрев и пуск турбины по заданному алгоритму из холодного,
неостывшего и горячего теплового состояния с выводом турбоагрегата в рабочий режим;
управление пусковым и аварийным масляными электронасосами, арматурой с электроприводами, а также электродвигателями конденсатных насосов;
обеспечение реализации требуемых защит турбины, в том числе по частоте вращения, вибрации, осевому сдвигу, давлению масла смазки, повышению давления в конденсаторе с реализацией алгоритма аварийного останова агрегата;
непрерывное представление оперативной информации о технологическом процессе на АРМ оператора и локальной панели управления;
выдача аварийной, предупредительной и технологической сигнализации о режиме работы, параметрах режима и состоянии оборудования;
обеспечение возможности обмена информацией по стандартным протоколам с системами вышестоящего уровня и контроль связи с ними.

В состав САУ ПТУ входят шкафы и пульты, размещенные в машинном зале:

шкаф микропроцессорной системы контроля и управления - МСКУ;
шкаф распределенного ввода-вывода аналоговых сигналов - ШРВВ AI;
шкафы распределенного ввода-вывода дискретных сигналов - ШРВВ DI-DO;
шкафы силовые управления исполнительными механизмами - ШС;
шкаф (пульт) аварийного останова - ПАО;
локальная панель управления - ЛПУ, предназначенная для управления турбоагрегатом непосредственно от агрегата, а также для проверки и наладки исполнительных механизмов регулирующих устройств.

Для управления электрифицированной запорной арматурой, предусмотрена аппаратура, размещаемая в сборке задвижек РТЗО-88 "1SLH01" и в сборке задвижек "1SLH02".

Стойка системы контроля и диагностики механических величин турбины ИТ14 предусмотрена комплектно с контрольными кабелями.

Полевые средства автоматизации (датчики, стенды манометров), аппаратура контроля механических величин турбины размещены по месту, непосредственно у технологического оборудования и на площадках обслуживания.

Автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора турбоагрегата размещено в помещении операторной.

Помимо средств автоматизации, предусмотренных в комплекте с турбоагрегатом рабочим проектом предусмотрены интеллектуальные датчики разности давления Метран-150 CD.

В соответствии с ГОСТ 21.408-2013, СО 34.35.101-2003 «Методические указания по объему технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования на тепловых электростанциях» и заводской документацией, рабочим проектом выполнены функциональные схемы теплотехнического контроля турбоагрегата, дистанционного управления и автоматического регулирования турбоагрегата, автоматизации системы маслоснабжения турбоагрегата, схемы электрические, план расположения оборудования и трассировки кабелей КИПиА, перечень сигналов ввода-вывода программно-технического комплекса.

Предусмотрена аварийная сигнализация с остановом турбины при:

снижении давления масла в системе смазки;

снижении давления масла на всасе насоса-регулятора;

снижении температуры свежего пара;

осевом сдвиге ротора турбины;

повышении абсолютного давления пара в конденсаторе;

повышении давления масла в системе регулирования;

повышении частоты вращения ротора;

повышении виброскорости подшипников турбины.

Для прокладки кабелей предусмотрены кабельные металлоконструкции. К прокладке приняты контрольные кабели марок КВВГЭнг, КВВГнг, КМТВЭВнг ХА.

Для обеспечения бесперебойной работы аппаратуры предусмотрено две параллельные (основная и резервная) сети питания от устройств автоматического ввода резерва (АВР) напряжением 380/220 В (+10/-15%) с частотой 50 Гц (±1 Гц) или от станционной аккумуляторной батареи =220В.

Мероприятия по энергосбережению

Эффективность технологических циклов Уральской ТЭЦ повышается за счет:

установки турбины ПТ-12-3,4/1,0-1 ст. № 1 со вспомогательным оборудованием, отличающееся высокими технико-экономическими и экологическими показателями, надежностью и ремонтопригодностью;

все высокотемпературные поверхности турбины ПТ-12-3,4/1,0-1 ст. № 1 и паропроводов покрываются тепловой изоляцией для уменьшения потерь тепла в окружающую среду;

производится контроль и учет основных технологических параметров турбины ПТ-12-3,4/1,0-1 ст. № 1 (температуры, давления, расхода), которые позволяют производить своевременную объективную оценку технического состояния турбоагрегата и, при необходимости, выполнять мероприятия по повышению их эффективности, т.е. производить ремонты и реконструкции;

производится учет и контроль объема отпускаемой продукции – пара от турбины.

Производственная безопасность

При реконструкции турбоагрегата ст. № 6 предусмотрены следующие инженерно-технические мероприятия для предупреждения аварийных ситуаций и безопасности труда персонала:

установлено основное и вспомогательное оборудование с высокими технико-экономическими и экологическими показателями; вспомогательное оборудование, выход из

строя которого может создать аварийную ситуацию, резервируется, предусмотрено автоматическое включение резервного оборудования;

основное и вспомогательное оборудование для предупреждения возникновения аварийных ситуаций снабжено защитными устройствами, автоматическим управлением и регулированием;

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

компоновка основного и вспомогательного оборудования обеспечивает возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации, арматура на трубопроводах расположена в удобных местах для управления, технического обслуживания и ремонта, предусмотрены стационарные площадки обслуживания, лестницы, переходные мостиками;

каналы, дренажные и технологические приямки, проемы в площадках перекрыты съемными и стационарными настилами или ограждаются;

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

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

для защиты трубопроводов отборов турбины от повышения давления сверх допустимого, установлены предохранительные клапаны со сбросом избыточного давления в атмосферу за пределами главного корпуса;

для защиты турбины от повышения частоты вращения ротора сверх допустимой, на трубопроводах отборов пара к регенеративным подогревателям установлены обратные клапаны;

фланцевые соединения и арматура маслопроводов ограждены кожухами со сбором протечек в специальный бак, под маслонаполненное оборудование установлены поддоны, для локализации пожара предусмотрен аварийный слив турбинного масла в существующий подземный бак, расположенный вне здания главного корпуса станции;

предусмотрено пожаротушение маслобака турбоагрегата, генератора;

установлен турбогенератор с воздушным охлаждением взамен существующего с водородным охлаждением, что повышает взрывопожаробезопасность турбоустановки и станции в целом;

исключен открытый сброс дренажей установок и трубопроводов;

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

для защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции электрооборудования и аппаратуры предусмотрено заземление их корпусов, а также занулению корпусов светильников внутреннего и наружного освещения;

во избежание поражения обслуживающего персонала электрическим током, части распредустройств и трансформаторы находящиеся под напряжением, ограждаются в со-

ответствии с ПУЭ, для предотвращения ошибочных операций при производстве оперативных переключении в распредустройствах предусмотрена электромеханическая блокировка разъединителей с выключателями.

Вращающиеся части электрических машин и механизмов ограждаются устройствами, исключающими случайное прикосновение к ним обслуживающего персонала.

В распределительных устройствах расстояние от токоведущих частей до земли, частей здания и других сооружений, а также проходы между оборудованием принимаются не менее нормированных ПУЭ.

Высота подвески светильников и прожекторов, направление светопотоков от них, выбираются исходя из условий исключения слепящего действия их на рабочие места и проходы. Высота подвески светильников внутри помещений предусматривается на высоте не более 5,5 м от пола, для возможности обслуживания со стремянок и приставных лестниц.

Для защиты людей и оборудования от поражения молнией предусматривается система молниезащиты, включающая в себя отдельно стоящие молниеотводы, защитные тросы и разрядники, молниеприемные сетки на перекрытиях зданий.

Для ликвидации аварий и эвакуации людей предусматривается аварийное освещение, светильники которого размещаются у наиболее ответственных мест и установок, в эвакуационных проходах и коридорах

Для контроля за отклонениями технологических параметров оборудования от нормальной работы предусмотрена установка приборов, контролирующих температуру, давление, расход, уровень вибрации и т.д. Приборы контроля, средства автоматизации и управления технологическими

процессами, устанавливаемые во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок, выбраны в соответствии с классом помещений, категорией и группой взрывоопасных смесей.

Для управления технологическими процессами турбоагрегата ст. № 4 предусмотрено создание автоматизированной системы управления технологическими процессами, включающей комплекс средств контроля, управления и автоматических защит, действующих на останов оборудования при выявлении недопустимого отклонения параметров.

Предусмотренные к установке аппаратные средства обеспечивают возможность как автоматического так ручного дистанционного управления оборудованием, запорной и регулирующей арматурой, регулирующими устройствами.

Управление производством предприятия, организация условий и охраны труда

Организационно-производственная структура управления Уральской ТЭЦ включает в себя следующие подразделения:

отдел производственно-технической деятельности;

отдел обеспечения надежности, охраны труда, ТБ, ГО и ЧС;

отдел организации материально-технического обеспечения;

служба общего делопроизводства и хозяйственное обслуживание;

начальники цехов: цех по обслуживанию и ремонту тепловых сетей; котельный цех; турбинный цех, цех ТАИ, электроцех, химцех, цех по ремонту оборудования ТЭЦ и т.л.

Для обеспечения нормальной эксплуатации котельного и турбинного оборудования, работы на объектах ведутся в 2 смены в отопительный период.

Оперативное управление всем дежурным эксплуатационным персоналом ТЭЦ в течение смены осуществляют начальники цехов и начальники смен станции.

Непосредственно управление работой турбин осуществляется с соответствующих щитов управления, машинистом - оператором турбин.

Оперативный надзор за работой вспомогательного оборудования и его обслуживание выполняет машинист-обходчик.

Для оперативного устранения мелких неисправностей имеются слесари по ремонту тепломеханического оборудования, электромонтеры и слесари ЦТАИ.

Обслуживание турбоагрегатов осуществляется эксплуатационным и ремонтным персоналом.

Основным направлением в совершенствовании организации труда сменного персонала является организация обслуживания со щитов управления.

В процессе обслуживания между должностными лицами предполагается тесная взаимосвязь и строгое распределение функций в соответствии с разрабатываемыми производственными инструкциями.

Обслуживание турбоагрегата оперативным персоналом предусматривается методом обхода по маршрутам, разрабатываемым руководством ТЭЦ с учетом особенностей компоновки оборудования.

Организация и обслуживание рабочих мест эксплуатационного и ремонтного персонала принимается в соответствии с типовыми проектами организации труда, включающими средства местного освещения, производственную мебель, средства локальной и индивидуальной защиты от вредного воздействия элементов производственной среды (экраны, завесы, защитные очки, щитки, респираторы и др.).

Удобство эксплуатации и ремонта турбоагрегата обеспечивается оснащением оборудования площадками, переходными мостиками, лестницами, облегчающими доступ ко всем точкам наблюдения и обслуживания, точкам забора импульсов, точкам отбора проб, находящихся в труднодоступных и неудобных местах, оснащением производственных помещений и рабочих мест грузоподъемными устройствами, определением зон обслуживания, ремонтных зон.

Для оперативного руководства эксплуатационными и ремонтными работами турбоагрегата, информации эксплуатационно-ремонтного персонала, осуществления оперативного технологического управления транспортно-грузоподъемными операциями система эксплуатационно-ремонтной связи предусматривает:

телефонную эксплуатационно-ремонтную связь в административных помещениях, на постоянных рабочих местах эксплуатационного персонала, помещениях основных ремонтных подразделений, ремонтных зонах и помещениях ремонтной службы;

громкоговорящую ремонтную трансляционную связь во всех объектах и помещениях ремонтной службы, в ремонтных и эксплуатационных зонах.

Мероприятия по охране и техники безопасности

Технологические процессы на ТЭЦ сопровождаются образованием и выделением ряда вредностей, отрицательно влияющих на работоспособность и здоровье обслуживающего персонала. Основными факторами, воздействующими на обслуживающий персонал ТЭЦ, при эксплуатации турбоагрегата ПТ-12-3,4/1,0-1 являются:

вероятность разрушения оборудования (коллекторы, трубопроводы, теплообменники), рабочими средами которых является пар с параметрами давлением до 4,0 МПа и температурой до 440°С;

тепловое воздействие от ограждающих конструкций турбины, высокотемпературных трубопроводов и коллекторов;

вибрация и шум;

необходимость работы части персонала в помещениях с повышенной опасностью поражения электрическим током;

обслуживание оборудования, расположенного на высоте;

Возможность выполнения требований техники безопасности и создание благоприятных условий труда при эксплуатации турбоагрегата ПТ-12-3,4/1,0-1 ст.№1 для производственного персонала ТЭЦ определены выбором технологической схемы и компоновочными решениями, которые обеспечивают персоналу удобство и безопасность обслуживания оборудования; применением защитных средств и устройств; максимальным использованием средств механизации при обслуживании оборудования; созданием комфортных микроклиматических условий и освещения в производственных помещениях; созданием условий для должной подготовки и повышения квалификации кадров.

При установке турбоагрегата ПТ-12-3,4/1,0-1 ст. № 1 со вспомогательным оборудованием предусмотрено:

устанавливаемое оборудование имеет защитные устройства для обеспечения безопасной работы, пуск и останов агрегатов и механизмов, предупреждают возникновение аварийных ситуаций, обеспечивают взрывопожаробезопасность;

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

снабжение вновь устанавливаемого основного и вспомогательного оборудования защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций и повышающим безопасность эксплуатации;

управление основной частью вновь устанавливаемого технологического оборудования с местного щита управления;

все ремонтные работы на турбоагрегате производятся по нарядам-допускам, в которых указываются все необходимые меры по безопасности выполняемой работы;

компоновка турбоагрегата ПТ-12-3,4/1,0-1 обеспечивает свободный проход людей;

техническое обслуживание турбоагрегата ПТ-12-3,4/1,0-1 предусматривает возможность работать стационарными и передвижными грузоподъемными механизмами - талями, лебедками, автотранспортом, тележками и т.п.;

турбоагрегат ПТ-12-3,4/1,0-1 ст.№1 для обслуживания оснащается постоянными площадками, переходными мостиками и лестницами;

горячие поверхности турбоагрегата и трубопроводов покрываются тепловой изоляцией таким образом, чтобы температура на поверхности изоляции в зонах постоянного обслуживания не превышала 45°С;

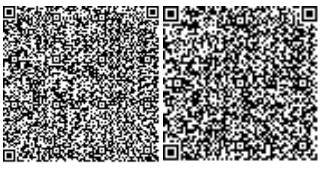
опасные для персонала места и зоны имеют стационарные ограждения, постоянные и съемные настилы, предупреждающие надписи;

применяется предупредительно-опознавательная окраска трубопроводов;

выполняются мероприятия по снижению уровней шумов от оборудования и трубопроводов, в том числе за счет применения оборудования с уровнем шумов, не превышающим нормативных значений, применения теплоакустической и тепловой изоляции, применения персоналом средств индивидуальной защиты органов слуха;

расположение арматуры на трубопроводах предусмотрено в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта;

для обслуживания арматуры и других элементов трубопроводов (расходомерных устройств и т.д.), при необходимости, сооружаются стационарные площадки с лестницами;



Персонал должен уметь оказывать пострадавшим первую медицинскую помощь, знать пути эвакуации, которые должны быть четко обозначены, знать расположение противопожарных постов, знать и правильно применять средства индивидуальной защиты, в установленные сроки проходить медицинское освидетельствование и т.д.

6.2.4 Строительные решения

Подземное хозяйство турбинного отделения

В связи с заменой турбины и генератора ст. № 1 и на основании технологического задания, выданного АО «Калужский турбинный завод», рабочим проектом предусматривается демонтаж верхнего строения существующего фундамента турбоагрегата, существующего вспомогательного оборудования турбины, существующих кабельных, трубопроводных каналов и приямков с последующим их восстановлением согласно принятым проектным решениям.

Объем демонтажных работ согласован АО «Жайыктеплоэнерго» и утвержден ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйство и жилищной инспекции города Уральска».

Приямок трубопроводный сложной конфигурации выполнен из монолитного железобетона. Класс бетона трубопроводного приямка В15, марки по водонепроницаемости W4, марки по морозостойкости F100. Армирование принято стержнями класса А240 и А400 по ГОСТ 34028-2016.

Фундамент под оборудование и стойки площадок обслуживания выполнены монолитными из бетона класса В15, марки по водонепроницаемости W4, марки по морозостойкости F100. Армирование фундаментов принято стержнями класса А240 и А400 по ГОСТ 34028-2016.

Циркуляционный приямок имеет размеры в плане 7,4х3,85 м и выполнен из монолитного железобетона. Класс бетона циркуляционного приямка В15, марки по водонепроницаемости W4, марки по морозостойкости F100. Армирование принято стержнями класса А240 и А400 по ГОСТ 34028-2016.

Стены подземных каналов – кладка из керамического кирпича марки КР-р-по 250х120х65/1НФ/100/2,0/50/ГОСТ 530-2012 на цементно-песчаном растворе толщиной 250, 380 мм.

Фундамент турбоагрегата

На рассмотрение представлены материалы обследования строительных конструкций существующего турбоагрегата СТ.1 № 1, выполненного ТОО «Павлодарэнергопроект». Согласно материалам обследования, состояние железобетонных и металлических конструкций соответствует третьей категории – ограниченно работоспособная конструкция и сделан вывод о том, что несущие железобетонные и металлические конструкции подлежат реконструкции с полной заменой несущих элементов.

Фундамент турбоагрегата выполнен в монолитном железобетоне по каркасной схеме, состоящей из верхней плиты, трех поперечных рам, с основанием из массивной железобетонной плиты на естественном основании. Проектные классы бетона по прочности на сжатие для монолитных конструкций приняты - В7.5, В15, В25, В30. Марки бетона по морозостойкости приняты в соответствии с таблицей 9 СНиП 2.03.01-84*, в зависимости от условий работы конструкций. Сталь для армирования железобетонных конструкций применяется в соответствии с требованиями СНиП 2.03.01-84* «Бетонные и железобетонные конструкции» - стержневая арматурная сталь горячекатаная - гладкая класса А240, периодического профиля класса А400 по ГОСТ 34028-2016.

При проектировании фундамента учитывались требования технических регламентов «Требования к безопасности зданий и сооружений, строительных материалов и изделий», утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 17 ноября 2010 года № 1202, и «Общие требования к пожарной безопасности», утвержденный приказом Министра внутренних дел Республики Казахстан от 23 июня 2017 года № 439, а также требования следующих нормативно-технических документов СН РК EN 1997-1:2004/2011 и СНиП РК 5.01-03-2002.

Площадки обслуживания фундамента турбоагрегата

Площадки обслуживания турбоагрегата выполнены в металлическом каркасе по рамно-связевой схеме.

Металлические конструкции площадок обслуживания приняты из стальных прокатных элементов по АСЧМ 20-93, ГОСТ 8240-97, ГОСТ 8509-93.

Мероприятия по защите строительных конструкций и сооружений от коррозии

Защита строительных конструкций от коррозии осуществляется применением коррозионностойких для данной среды материалов и выполнением конструктивных требований (первичная защита), нанесением на поверхности конструкций металлических, лакокрасочных и мастичных покрытий, пленочных, облицовочных и других материалов (вторичная защита).

Для бетонных и железобетонных конструкций предусмотрен бетон нормируемой проницаемости по СН РК 2.01-01-2013, СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

Для бетонных и железобетонных конструкций зданий и сооружений с агрессивными средами предусмотрен следующие виды цементов: сульфатостойкий портландцемент по ГОСТ 22266-2013.

Боковые поверхности, контактирующие с грунтовой водой или грунтом защищены согласно СН РК 2.01-01-2013, СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии» с учетом возможного повышения уровня грунтовых вод и их агрессивности в процессе эксплуатации.

Способы защиты от коррозии стальных несущих конструкций и ограждающих конструкций из алюминия и оцинкованной стали выполняются в соответствии с приложением СН РК 2.01-01-2013, СП РК 2.01-101-2013 «Защита строительных конструкций от коррозии».

6.2.5 Инженерное обеспечение, сети и системы

Отопление, вентиляция и кондиционирование

Существующие системы отопления и вентиляции главного корпуса остаются без изменения.

Вентиляция приточно-вытяжная с механическим и естественным побуждением. Вентиляция в помещении выводов генератора рассчитана на растворение тепловыделений в переходной и летний периоды. Приточный воздух подается осевым вентилятором системы П1. Удаляется воздух через отверстие с противоположной стороны, за счет подпора, создаваемого приточным вентилятором. Включение и выключение приточного вентилятора осуществляется автоматически от датчика температуры: включатся при достижении температуры плюс 40°С, отключается при температуре плюс 35°С.

Водоснабжение и водоотведение

Существующие системы и схемы водоснабжения, противопожарного водоснабжения, производственного водоснабжения и канализации на площадке ТЭЦ сохраняются без изменений. Все подключения к общестанционным технологическим схемам и коммуникациям при реконструкции турбоагрегата ст.№ 1 выполняются внутри главного корпуса.

При реконструкции турбоагрегата ст.№ 1 объем хозяйственно-питьевого водопотребления и расчетные расходы воды на наружное и внутреннее пожаротушение сохраняется.

Противопожарный водопровод В2 предназначен для охлаждения маслобака турбины ст. № 1 ПТ-12-3,4/1,0-1 в случае возникновения пожара в турбинном отделении. Подключение трубопровода охлаждения турбины осуществляется к существующему кольцевому хозяйственно-противопожарному водопроводу Ø108х4 мм. Гарантированный напор в существующем трубопроводе 0,25 МПа, при пожаре 0,6 МПа. Требуемый напор при охлаждении маслобака турбины обеспечивается существующими противопожарными насосами 4К-6, 5НК-5Х1. Охлаждение маслобака предусмотрено дренчерными оросителями типа ДВН-10, которые установлены по периметру маслобака. В качестве охлаждающего вещества принята распыленная вода. Интенсивность орошения поверхности маслобака водой принята 0,2 л/с м^2. Продолжительность работы установок охлаждения - 3 часа. Расход воды на охлаждение маслобака составляет 7,03 л/с.

Трубопроводы системы противопожарного водопровода приняты из стальных электросварных труб Ø76х3 - Ø40х2,2 мм по ГОСТ 10704-91 и стальных водогазопроводных труб Ø15 мм по ГОСТ 3262-75.

Электротехнические решения

Электрооборудование генератора Т-12-2У3

Рабочим проектом предусмотрен демонтаж существующего генератора ТГ-1 с электромашинной системой управления возбуждением, монтаж фазных, нулевых выводов и подключение устанавливаемого взамен генератора марки Т-12-2У3, в комплекте с новой бесщеточной системой управления возбуждением.

Номинальная мощность генератора - 12 МВт/ 15 МВА.

Напряжение генератора – 10500 В.

В составе РУ-10 кВ выводов генератора в помещении выводов генератора ТГ-1 установлены шкафы типа КМ-1АФ.

Подключение РУ-10 кВ к шинам существующего отдельностоящего ГРУ-10 кВ (ячейка № 3) выполнено кабелем марки ААШнг-10, сеч. 4х(3х150) мм^2. Сечение кабеля принято исходя из мощности генератора, с проверкой по длительно допустимому току, экономической плотности, термической стойкости, падению напряжения.

Соединение фазных выводов генератора ТГ-1 с РУ-10 кВ предусмотрено шинами алюминиевыми марки АД31Т 100х10. Сечение шин принято исходя из мощности генератора с проверкой шин на механическую прочность и термическую устойчивость при трехфазном КЗ.

В качестве трансформатора системы возбуждения (ТСВ), в ячейке № 2 РУ-10 кВ предусмотрена установка трехфазной группы однофазных трансформаторов типа ОЛС-1,25/10.

Шкаф управления системы возбуждения, типа ШУВ-2К, входящий в комплект поставки генератора, устанавливается в помещении выводов генератора ТГ-1 и подключается к существующему щиту постоянного тока с установкой выключателей постоянного тока с Iн.р.=20 А в существующие панели № 16 и № 17 ЩПТ станции.

Генератор имеет воздушную систему самовентиляции по замкнутому циклу. Электро-

снабжение вентиляционного оборудования принято на напряжении ~220 В от сборки турбины "1LS01(T)" типа РТЗО-88, устанавливаемой в машинном зале главного корпуса.

Реконструкция ячейки генераторного выключателя № 3 ГРУ-10 кВ

Рабочим проектом предусмотрена реконструкция ячейки № 3 ГРУ-10 кВ с заменой существующего масляного генераторного выключателя типа МГГ-10.

К установке в ячейке № 3 ГРУ-10 кВ приняты:

вакуумный выключатель серии ВВ-АЕ-12-1600А-31,5 кА,

разъединитель типа РВ3-I-10/2000 М У3,

разъединители типа РВ-III-10/1000 М У3,

трансформаторы тока типа ТПОЛ 10-1000 У3,

трехфазная антирезонансная группа трансформаторов напряжения 3*ЗНОЛ.06-10 (2 комплекта - TV-1 и TV-2);

предохранители, шины, шинодержатели, опорные и проходные изоляторы.

Вторичная коммутация элементов главной схемы генератора

В ГЩУ Главный корпус предусмотрена установка шкафа релейной защиты генератора типа ШЭ1113. Комплекс защит выполнен в виде двух одинаковых взаиморезервируемых автономных систем защит (1 и 2 комплекты защит), расположенных в одном шкафу. Каждая система защит выполнена на основе цифровой защиты генератора, реализованной на микропроцессорном принципе. Для каждой системы защит предусмотрены измерительные трансформаторы, отдельные цепи по постоянному оперативному току, отдельные входные и выходные цепи, цепи сигнализации.

Аппаратура управления, измерения и сигнализации генераторного выключателя размещается на панели управления и сигнализации ТГ-1 П-9 ГЩУ.

Шкаф управления системы возбуждения, типа ШУВ-2К, входящий в комплект поставки генератора содержит два идентичных преобразовательно- регулирующих канала, выполненных на базе микропроцессорных автоматических регуляторов возбуждения, один из которых является рабочим, а другой резервным. Шкаф питает автоматически регулируемым током обмотку возбуждения возбудителя генератора ТГ-1 и выполняет функции управления, защит и сигнализации о состоянии системы возбуждения.

Собственные нужды турбины ПТ-12-3,4/1,0-1

Подключение электроприемников выполнено по категории по надежности электроснабжения II.

Для подключения электродвигателей пускового маслонасоса, перекачивающего маслонасоса, резервного маслонасоса, агрегата валоповоротного устройства и электродвигателей насосов газоохладителей генератора предусмотрены силовые сборки, комплектно с турбогенератором, подключенные к существующим РУСН-0,4 кВ.

Электродвигатель аварийного маслонасоса турбины подключается к существующему щиту постоянного тока ГЩУ с заменого автоматического выключателя на ЩПТ и пусковой аппаратуры в панели № 16.

Подключение шкафов автоматизации предусмотрено от проектируемой силовой сборки типа РТЗО-88 "1LS01(T)", устанавливаемой в помещении выводов генератора ТГ-1.

Подключение сборок "1LS01(T)", "1SLH01" и "1SLH02" предусмотрено от РУСН-0,4 кВ секций I, II.

Подключение шкафов автоматизации МСКУ и ПАО предусмотрено от существующего ЩПТ ГЩУ, с установкой дополнительных автоматических выключателей в панелях № 16, № 17.

Вторичная коммутация собственных нужд турбины

Технологическиие защиты турбогенератора выполняет система САУ ПТУ, предусмотренная комплектно с турбиной.

Управление механизмами турбины осуществляется дистанционно и автоматически.

Дистанционно - с АРМ САУ ПТУ и с силовых шкафов управления, предусмотренных комплектно с турбиной.

Автоматическое управление - от системы САУ ПТУ.

Для управления механизмами турбины, контроля сигнализации их положения предусмотрен ввод-вывод дискретных сигналов распределительными шкафами ШРВВ DI-DO системы САУ ПТУ.

Кабельное хозяйство

Прокладка кабельных линий предусмотрена по существующим и проектируемым кабельным металлоконструкциям, в кабельных каналах и коробах. Взаиморезервируемые кабели при прокладке по металлоконструкциям предусмотрено располагать на разных полках, с установкой между ними огнестойких перегородок.

К прокладке приняты кабели марок ВВГнг, АВВГнг и КВВГнг. При подходе к электродвигателям кабели защищаются стальными трубами или металлорукавами.

Электроосвещение

К установке в помещении генератора ТГ-1 приняты светильники со светодиодными модулями и люминесцентными лампами которые подключаются к существующей сети рабочего и аварийного освещения. Световой указатель «Выход» подключается к существующей сети аварийного освещения и устанавливается у выхода на пути эвакуации.

Заземление и защитные меры безопасности

Заземление электрооборудования предусмотрено выполнить в соответствии с требованиями ПУЭ РК-2015. Металлические части электрооборудования, не находящие под напряжением предусмотрено присоединить к существующему заземляющему устройству.

Производство работ в действующих электроустановках предусмотрено выполнять по проекту производства работ (ППР) согласованному с ТОО «Павлодарэнергопроект».

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

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.

Защиты 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.);

планирование решениями;

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.

Чрезвычайными дополнительными ситуациями могут быть ситуации, связанные с техногенными и природными ситуациями, сверхкритическими параметрами, не предусмотренные нормативными документами, а также действиями террористического характера.

В рабочем проекте предусмотрены конструктивные, объемнопланировочные и инженерно-технические решения, обеспечивающие в случае чрезвычайной ситуации, в том числе пожара возможность эвакуации людей, независимо от их возраста и физического состояния, наружу на прилегающую к зданию территорию до наступления угрозы их жизни и здоровью вследствие опасных факторов по ЧС (пожара).

АО «Жайыктеплоэнерго» разработана декларация промышленной безопасности, зарегистрированная ГУ «Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью» Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 27 октября 2014 года № KZ73VEG00001100.

6.4 Оценка воздействия на окружающую среду

Материалы «Оценка воздействия на окружающую среду» к рабочему проекту разработаны ТОО «Павлодарэнергопроект», город Павлодар (ГСЛ № 01162Р от 29 декабря 2007 г.).

Рабочим проектом, в существующем главном корпусе, предусматривается замена турбоагрегата ст. № 1 ПР-10-35/10М на турбоагрегат ПТ-12-3,4/1,0-1.

Воздушная среда

Период строительства

Источниками неорганизованных выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на данной строительной площадке являются № 6001: погрузочно-разгрузочные работы (источник №6001/01), сварочные работы (источник №6001/02), газовая резка металла (источник №6001/03), покрасочные работы (источник №6001/04), ДВС строительной техники и автотранспорта (источник №6001/05, 6001/06), передвижные компрессоры с ДВС (источник №6001/07), шлифовальная машина (источник №6001/08), паяльные работы (источник №6001/09), обмазка битумом (источник №6001/10), сверлильный станок (источник №6001/11).

Источники выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются кратковременными.

В выбросах временных источников содержится 28 индивидуальных компонентов загрязняющих веществ (с учетом передвижных источников): железо (II, III) оксиды, марганец и его соединения, олова оксид, свинец и его неорганические соединения, хром IV оксид, азота (IV) оксид, углерод (сажа), фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые, диметилбензол, метилбензол, бутан-1-ол, 2-метилпропан-1-ол, этанол, бутилацетат, пропан-2-он, масло минеральное, уайт-спирит, углеводороды предельные C_{12}-C_{19}, взвешенные частицы, пыль неорганическая SiO_2 70-20%, пыль абразивная, углерод оксид, керосин, азот оксид, сера диоксид, бенз(а)пирен, формальдегид.

Суммарный выброс загрязняющих веществ на период строительство составляет 0,323791 т/год (без учета передвижных источников).

Обоснованные нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период строительства на 2020 год

(7,5 месяцев, апрель-15 ноября 2020 года)

Таблица 3

Наименование веществ	№ источника выбросов	Нормативы выбросов загрязняющих веществ	
		г/с	т/год
Железо (II, III) оксиды	6001	0,075	0,03403
Марганец и его соединения	6001	0,008	0,002223
Олова оксид	6001	0,00006	0,000006
Свинец и его неорганические соединения	6001	0,00003	0,000003
Хром (IV) оксид	6001	0,0003	0,000005
Азота (IV) оксид	6001	0,0186	0,00929
Углерод (сажа)	6001	0,023	0,01732
Фтористые газообразные соединения	6001	0,002	0,00103
Фториды неорганические плохо растворимые	6001	0,0013	0,00192
Диметилбензол	6001	0,342	0,06781
Метилбензол	6001	0,101	0,01928
Бутан-1-ол	6001	0,026	0,00118
Метилпропан-1-ол	6001	0,026	0,0001
Этанол	6001	0,0094	0,00054
Бутилацетат	6001	0,0469	0,0062
Пропан-2-он	6001	0,042	0,0076
Масло минеральное	6001	10,7222	0,05156
Уайт-спирит	6001	0,253	0,06599
Углеводороды предельные C_{12-19}	6001	0,036	0,002
Взвешенные частицы	6001	0,0048	0,02101
Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	6001	0,0473	0,001694
Пыль абразивная	6001	0,0028	0,013
ВСЕГО:		11,78769	0,323791

Валовый выброс от автотранспорта не нормируется в соответствии с п. 6 статьи 28 Экологического кодекса РК.

Моделирование (расчет) рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проведено на программном комплексе УПРЗА ЭКОЛОГ, версия 3.1.

Ближайшая жилая зона от площадки строительных работ расположена в северо-западном направлении на расстоянии 1010 м и от территории ТЭЦ в северо-восточном направлении на расстоянии 750 м.

Расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ в атмосфере выполнен по всем загрязняющим веществам и группам суммаций с учетом существующего фонового загрязнения атмосферного воздуха г. Уральск (справка о фоновых концентрациях загрязняющих веществ от 3 апреля 2019 года № 25-4-1/510, выданная РГП «Казгидромет»).

Результаты расчета рассеивания приземных концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на период строительства показали отсутствие превышении предельно-допустимых концентраций.

Период эксплуатации

Вредные вещества, выбрасываемые в окружающую среду от устанавливаемой турбины в процессе эксплуатации отсутствуют.

При реализации проекта увеличения установленных показателей расходов топлива не предусматривается. Объем загрязняющих веществ поступающих в атмосферный воздух на период эксплуатации от Уральской ТЭЦ остаются без изменений. Выбросы загрязняющих веществ на период эксплуатации всего предприятия ТЭЦ учтены в заключении государственной экологической экспертизы выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирование природопользования Западно-Казахстанской области» от 28 декабря 2017 года № KZ67VDC00067347 на «Проект нормативов эмиссий предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2018-2019 гг. для ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» и имеется разрешение на эмиссии в окружающую среду для АО «Жайыктеплоэнерго» от 16 января 2018 года № KZ37VDD00087303 выданное ГУ «Управление природных ресурсов и регулирование природопользования Западно-Казахстанской области».

Водные ресурсы

Ближайший водный объект (река Урал) находится на расстоянии 150 м от реконструируемого объекта. Объект расположен в водоохранной зоне реки Урал.

Водоснабжение и водоотведение на период строительство предусмотрено из существующих водопроводных сетей.

Установка нового турбоагрегата не приведет к увеличению численности персонала на период эксплуатации.

При реализации рабочего проекта предусматривается увеличение забора воды из реки Урал со сбросом нормативно-чистых теплообменных вод в Солдатскую старицу реки Урал.

Реконструкция Уральской ТЭЦ в части замены турбоагрегата согласовано РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов КВР МСХ РК» (письмо от 8 октября 2019 года № KZ87VRC00006355).

Отходы производства и потребления

В процессе реконструкции образуются следующие виды отходов: твердые бытовые отходы (GO060), строительный мусор (GG170), тара из-под краски (AD070), промасленная ветошь (AC030), огарки сварочных электродов (GA090).

Образуемые отходы временно хранятся в соответствующих контейнерах и местах до их передачи третьим лицам, осуществляющим операции по утилизации, переработке, а также удалению отходов, не подлежащих переработке или утилизации.

В результате замены турбоагрегата в период его эксплуатации новых видов отходов не образуются.

Обоснованные нормативы образования отходов производства и потребления на период строительства

Таблица 4

Наименование отходов	Количество, т/период	Размещение, т/год	Передача сторонним организациям, т/период
Всего	674,2936	0	674,2936
в т.ч. отходы производства	670,6836	0	670,6836
отходы потребления	3,61	0	3,61
Янтарный уровень опасности			
Тара из-под ЛКМ	0,152	0	0,152
Промасленная ветошь	0,0006	0	0,0006

Зеленый уровень опасности			
Строительный мусор	670,51	0	670,51
Остатки и огарки сварочных электродов	0,021	0	0,021
ТБО	3,61	0	3,61

Экологические риски намечаемой деятельности

Реконструкция намечаемого объекта не окажет значительного воздействия на окружающую среду региона в связи с тем, что воздействие на период строительства носит кратковременный и незначительный характер. В этой связи реализация намечаемой деятельности в регионе имеет низкий экологический риск.

В соответствие со ст. 57-2 Экологического кодекса Республики Казахстан, Правил проведения общественных слушаний, утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 7 мая 2007 года № 135-п представлен протокол общественных слушаний от 26 июля 2019 года, проведенных в форме открытого собрания по адресу: город Уральск, район ТЭЦ, строение 5.

6.5 Оценка соответствия проекта санитарным правилам и гигиеническим нормам

Рабочим проектом предусмотрено замена турбоагрегата в существующем главном корпусе предприятия. Промышленная площадка существующей ТЭЦ (электрическая мощность - 58,52 МВт, тепловая мощность – 990,2 Гкал/ч), расположена в юго-восточной части города Уральск, в промышленной зоне. Основное топливо на ТЭЦ – природный газ, резервное топливо – мазут.

Водоснабжение, канализация – существующие городские водопроводные и канализационные сети.

Санитарно-защитная зона

Согласно санитарно-эпидемиологического заключения «Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ и физических факторов от источников АО «Жайыктеплоэнерго» от 20 ноября 2017 года № L.13.X.KZ46VBS00092426, выданного Уральским городским Управлением охраны общественного здоровья Департамента охраны общественного здоровья Западно-Казахстанской области КООЗ МЗ РК, предприятие ТЭЦ относится к объектам III класса опасности с санитарно-защитной зоной не менее 300 м. Основные источники шума в помещении турбинного цеха – турбоагрегаты, насосы, паропроводы, редукционно-охладительные установки. Для снижения уровня шума от основного и вспомогательного оборудования рабочим проектом предусмотрено: применение оборудования не превышающего допустимых уровней шума (высокотемпературное оборудование и трубопроводы, трубопроводы воздушных компрессоров); размещение оборудования в специальных ограждениях. Для персонала предусмотрено использование индивидуальных средств защиты органов слуха – вкладыши «Беруши», противошумные наушники. Селитебная территория расположена с северо-западной стороны на расстоянии – 1010 м.

На период проведения ремонтных работ предусмотрено обеспечение рабочих существующими санитарно-бытовыми помещениями. Бытовые помещения оборудованы аптечкой для оказания первой помощи. Для защиты персонала на различных этапах строительных работ предусмотрены средства индивидуальной защиты в виде специальной одежды, обуви, защитных сварочных масок, перчаток. Средства индивидуальной защиты

выдаются в соответствии полу, росту, размерам, характеру и условиям работы. Водоснабжение – существующие сети предприятия, водоотведение осуществляется в существующую централизованную канализационную сеть.

6.6 Организация строительства

Продолжительности строительства

Нормативная продолжительности строительства определена на основания СП РК 1.03-102-2013 «Продолжительность строительства и задел в строительстве предприятий, зданий и сооружений» часть I.

Общая продолжительность строительства составляет 7,5 месяцев.

Начало строительно-монтажных работ – в апреле 2020 года, согласно письму заказчика от 15 октября 2019 года № 6-6/6823.

Распределение инвестиций строительства на 2020 г. – 100%.

6.7 Сметная документация

Сметная документация разработана в соответствии с Нормативным документом по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, утвержденным приказом Комитета по делам строительства, жилищно-коммунального хозяйства Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 14 ноября 2017 года № 249-нқ, на основании государственных сметных нормативов, задания на проектирования, принятых проектных решений.

Сметная стоимость строительства подлежит утверждению заказчиком в установленном законодательством порядке и является основанием для определения лимита средств заказчика (инвестора) на реализацию инвестиционных проектов и/или объектов строительства за счет государственных инвестиций в строительство и средств субъектов квазигосударственного сектора в соответствии с пунктом 13 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан.

Сметная документация составлена ресурсным методом с использованием программного комплекса АВС-4 (редакция 2019.2) по выпуску сметной документации в текущих ценах 2019 года.

При составлении смет использованы:

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на строительные работы, ЭСН РК 8.04-01-2015 изменения и дополнения 1-16;

сборники элементных сметных норм расхода ресурсов на монтажные работы, ЭСН РК 8.04-02-2015 изменения и дополнения 1-16;

сборники сметных цен в текущем уровне 2019 года на строительные материалы, изделия и конструкции, ССЦ РК 8.04-08-2019 выпуск 1;

сборники сметных цен в текущем уровне 2019 года на инженерное оборудование объектов строительства, ССЦ РК 8.04-09-2019 выпуск 1;

сборник сметных цен в текущем уровне 2019 года на эксплуатацию строительных машин и механизмов, СЦЭМ РК 8.04-11-2018 изменения и дополнения 1-16;

сборник сметных тарифных ставок в строительстве, СТС РК 8.04-07-2018;

сборник сметных цен в текущем уровне 2019 года на перевозку грузов для строительства, СЦПГ РК 8.04-12-2018;

перечень оборудования, материалов и изделий, с приложенными прайс-листами, наименования которых с соответствующими техническими характеристиками отсутствуют в действующей нормативной базе, утвержденный заказчиком ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции г.Уральска» от 8 октября 2019 года, согласно

пункту 9.3.14 СН РК 1.02-03-2011, пунктам 55 и 60 Нормативного документа по определению сметной стоимости строительства в Республике Казахстан, (приказ КДСиЖКХ МИР РК от 14 ноября 2017 года №249-нқ).

В сметной стоимости строительства учтены дополнительные затраты:

накладные расходы, определенные в соответствии с Нормативным документом по определению величины накладных расходов и сметной прибыли в строительстве (приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

сметная прибыль в размере 8 % от суммы прямых затрат и накладных расходов (п. 16, приложение 2 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

средства на непредвиденные работы и затраты в размере 2 % от стоимости строительно-монтажных работ по главам 1-9 сметного расчета стоимости строительства (п. 72, приложение 1 к приказу от 14 ноября 2017 года № 249-нқ);

средства на временные здания и сооружения согласно НДЗ РК 8.04-05-2015;

дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время НДЗ РК 8.04-06-2015.

на управление проектом согласно письму заказчика от 7 октября 2019 г №6-6/6663

Сметная стоимость строительства определена в ценах 2019 года. Переход к прогнозной сметной стоимости строительства на 2020 г. выполнен с учетом норм задела объема инвестиций по годам строительства и прогнозного уровня инфляции, установленного согласно приложению 1 «Прогноз социально-экономического развития Республики Казахстан на 2020–2024 годы», протокол заседания Правительства Республики Казахстан от 29 апреля 2019 года № 8.

Налог на добавленную стоимость принят в размере, устанавливаемом законодательством Республики Казахстан на период соответствующий периоду строительства, от сметной стоимости строительства.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект в процессе экспертизы

В процессе экспертизы по замечаниям и предложениям РГП «Госэкспертиза» в рабочий проект «Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) в г. Уральск, ЗКО по адресу: РК, ЗКО, г. Уральск, район ТЭЦ, строение 5» внесены следующие изменения и дополнения:

Строительные решения

1. Объем демонтируемых строительных работ на чертежах приведены в соответствие с представленным актом на демонтажные работы, утвержденным заказчиком.
2. Расчетом обоснованы принятые сечения металлических конструкций колонн и площадок обслуживания.
3. Показаны узлы сопряжения колонн с балками и фундаментами.
4. Представлена техническая спецификация металла площадок обслуживания.

Технологические решения

Общие замечания

1. Представлено письмо заказчика от 26 сентября 2019 года № 6-6/6459 о рассмотрении и согласовании ПСД в полном объеме.
2. В задании на проектирование исключены отмененные НТД, заменены на действующие согласно перечню и СН РК 1.02-03-2011.
3. Указаны в технических условиях АО «Жайыктеплоэнерго» от 17 апреля 2019 года № 1 диаметр и давление в точке подключения к существующей сети В2.

ОПЗ

4. ОПЗ дополнено составом проекта согласно принятым решениям и СПДС.

5. Раздел «Рабочие чертежи» в составе проекта дополнен указанием чертежей основного комплекта – ТХ, КЖ, ОВ, ПТ, ЭС, АПТ и т.д. согласно принятым решениям и СПДС.

830-18-ТМ. Принципиальная тепловая схема УТЭЦ

6. Откорректирована температура острого пара давлением 3,9 МПа на схеме согласно данным ТУ № 1 АО «ЖТЭ».

7. Указаны на принципиальной схеме диаметры существующих коллекторов и проектируемых трубопроводов согласно СПДС.

830-18-1-ТМ1. Альбом «Главный корпус. Турбинное отделение. Монтаж основного и вспомогательного оборудования турбоагрегата ст. №1 типа ПТ-12-3,4/1,0-1

8. Лист 2. На схеме для острого пара откорректировано давление 3,4 МПа и температура 435^{0}С на давление 3,9 МПа, температуру 440^{0}С согласно ТУ № 1 АО «ЖТЭ».

9. Указана для подогревателей высокого и низкого давления поверхность нагрева поз. 17 и 18 согласно принятых решений. Указана для регулирующих клапанов марка, давление, температура согласно СПДС.

10. Исключены из спецификации демонтажные работы – оформлены актом за подписью заказчика с указанием ФИО, должности, даты.

830-18-1-ТМ2. Альбом «Главный корпус. Турбинное отделение. Технологические станционные трубопроводы высокого давления

11. Лист 2. Уточнены диаметры подвода к эжекторам и РУП Ду40 мм в границах проектирования.

12. Принято единое обозначение для подогревателя высокого давления – в чертежах и спецификациях в пределах РП указаны ПВ и ПВД.

13. Для труб принято единое обозначение на планах, схемах, таблицах, спецификациях – указать наружный диаметр с толщиной стенки для исключения разночтения.

830-18-1-ТМ3. Альбом «Главный корпус. Турбинное отделение. Паропроводы среднего и низкого давления

14. Откорректирована указанная в общих данных категория паропровода производственного отбора пара IV на категорию трубопровода III согласно Приложения 1 «Требований промышленной безопасности к устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

830-18-1-ТМ5. Альбом «Главный корпус. Турбинное отделение. Вспомогательные трубопроводы

15. В общих данных указано место подключения для заполнения бака и место слива масла от маслобака. Уточнен объем маслоохладителя.

16. Исключен из спецификации демонтаж, заменен дефектным актом с указанием должности, ФИО, подписи, заказчика, даты утверждения.

Водоснабжение и водоотведение. Пожаротушение

830-18-1-ПТ. Альбом «Главный корпус. Турбинное отделение. Охлаждение маслоблоков турбины». Раздел ПТ

17. Система АПТ тонкораспыленной водой заменена системой охлаждения маслобака с дренчерами с подключением к существующей системе В2.

18. Указана интенсивность орошения с учетом требований п. 4.27 РД 34.49.101-87.

Теплоснабжение, отопление, вентиляция

830-18-1-ОВ. Альбом «Главный корпус. Замена турбоагрегата ст. №1. Помещение выводов генератора ТГ-1. Раздел ОВ

19. В общих данных приведены решения по подаче и удалению воздуха из помещения выводов генератора.

Оценка воздействия на окружающую среду

20. Представлены заключение государственной экологической экспертизы на проект нормативов эмиссий предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2018-2019 гг. для ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» от 28 декабря 2017 года № KZ67VDC00067347 и разрешение на эмиссии в окружающую среду для АО «Жайыктеплоэнерго» от 16 января 2018 года № KZ37VDD00087303, выданные ГУ «Управление природных ресурсов и регулирование природопользования Западно-Казахстанской области».

21. Представлен план природоохранных мероприятий по охране окружающей среды согласно пп. 3 п. 2 ст. 72 Экологического кодекса РК.

22. В составе раздела ОВОС представлена программа управления отходами и ППЭК согласно п. 1 ст. 288-1 и ст. 129 Экологического кодекса РК.

23. В подраздел «Аннотация» добавлено краткое описание оценки влияния на окружающую среду в процессе реконструкции объекта, указано количество источников выбросов загрязняющих веществ, перечень загрязняющих веществ в атмосферу, информация по водоснабжению и водоотведению, объемы образующихся отходов, начало и продолжительность строительства и т.д., п. 26 «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду» утвержденной приказом Министра ООС РК от 28 июня 2007 года № 204-п.

24. В раздел ОВОС добавлено наименование и реквизиты разработчика ОВОС, реквизиты заказчика намечаемой хозяйственной деятельности согласно пп.1 п. 1 ст. 41 Экологического кодекса РК.

25. Таблица 3.1.5.2 раздела ОВОС приведена в соответствие с Приложением 3 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду (приказ Министра ООС РК от 16 апреля 2012 года № 110-п).

26. Представлена ситуационная карта-схема района расположения объекта в масштабе, с нанесенной жилой зоны, источников выбросов загрязняющих веществ на период строительства согласно п. 26 «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду» от 28 июня 2007 года №204-п (далее - Инструкция).

27. Указано направление и расстояние до ближайшего поверхностного водного объекта (река Урал) от участка строительства проектируемого объекта согласно пп.2 п. 26 «Инструкции».

28. Количество персонала работающих на период строительства приведено в соответствие с ПОС.

29. Заявление об экологических последствиях заверено Заказчиком согласно п. 2 ст. 41 Экологического кодекса РК.

30. Представлены исходные данные, принятые для разработки раздела ОВОС (расход строительных материалов, количество персоналов и т.д.) утвержденные заказчиком.

31. Представлено письмо РГУ «Жайык-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов КВР МСХ РК» от 8 октября 2019 года № KZ87VRC00006355 о согласовании реконструкции Уральской ТЭЦ в части замены турбоагрегата.

Оценка соответствия санитарным правилам и гигиеническим нормативам

32. Представлено санитарно-эпидемиологическое заключение «Проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ и физических факторов от источников АО «Жайыктеплоэнерго» от 20 ноября 2017 года № L.13.X.KZ46VBS00092426, выданного Уральским городским Управлением охраны общественного здоровья Департамента охраны общественного здоровья Западно-Казахстанской области КООЗ МЗ РК (СП от 20 марта 2015 года № 237).

Сметная документация

33. Расценки приведены в соответствие с проектом.

34. Стоимость материалов, принятых по прайс-листам приведены в соответствие с предоставленным перечнем, утвержденным заказчиком,

35. Объемы работ в сметной документации приведены в соответствие с принятыми проектными решениями.

7.2 Оценка проектных решений

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

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

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

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

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

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п. 7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям, функциональному назначению объекта.

Уровень ответственности объекта – I (повышенный).

Рабочий проект с разделом «Оценка воздействия на окружающую среду» соответствует Экологическому кодексу Республики Казахстан от 9 января 2007 года, «Инструкции по проведению оценки воздействия на окружающую среду» утвержденной приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 28 июня 2007 года № 204-п.

Рабочий проект соответствует требованиям санитарных правил «Санитарно - эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», утвержденных приказом МНЭ РК от 28 февраля 2015 года № 174, Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденных приказом МНЭ РК от 20 марта 2015 года № 237, Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», утвержденных приказом МНЭ РК от 28 февраля 2015 года № 177.

Основные технико-экономические показатели

Таблица 5

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Показатели	
			заявленные	рекомендуемые

				к утверждению
1	Установленная мощность до/после реконструкции: электрическая тепловая (по котлам)	МВт Гкал/ч	 58,5 / 60,5 990,2 / 990,2	 58,5 / 60,5 990,2 / 990,2
2	Располагаемая мощность до/после реконструкции: электрическая тепловая (по котлам)	МВт Гкал/ч	 48 / 58 571,69 / 571,69	 48 / 58 571,69 / 571,69
3	Состав основного оборудования: котлы энергетические котлы водогрейные котел-утилизатор блока ПГУ турбины паровые турбоагрегат блока ПГУ	кол. х тип	 5хБКЗ-75-39ГМ (сущ.) 4хПТВМ-100 (сущ.) 3хКВГМ-100 (сущ.) 1xHRSG (сущ.) 1хПТ-12-3,4/1,0-1 (проект) 1хПТ-12/15-35/10М (сущ.) 1хПТ-8-35/10М (сущ.) 1xHitachi H-25 (сущ.)	 5хБКЗ-75-39ГМ (сущ.) 4хПТВМ-100(сущ.) 3хКВГМ-100 (сущ.) 1xHRSG (сущ.) 1хПТ-12-3,4/1,0-1 (проект) 1хПТ-12/15-35/10М (сущ.) 1хПТ-8-35/10М (сущ.) 1xHitachi H-25 (сущ.)
4	Используемое топливо: основное /резервное	тип	природный газ/ мазут М-100	природный газ/ мазут М-100
5	Температурный график тепловой сети	°С	105/70	105/70
6	Система горячего водоснабжения	–	закрытая	закрытая
7	Общая численность персонала/в смену	чел.	309/220	309/220
8	Общая сметная стоимость строительства в текущих и прогнозных ценах 2019-2020 гг. всего, в том числе: СМР оборудование прочие	млн. тенге	 3 029,833 397,479 2 177,254 455,10	 3 029,226 344,905 2 204,444 479,877
9	Из них в ценах: 2019 год (ПИР, экспертиза) 2020 год	млн. тенге		 53,463 2 975,763
10	Нормативная продолжительность строительства	мес.	7,5	7,5

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений рабочий проект «Реконструкция Уральской ТЭЦ АО «Жайыктеплоэнерго» в части замены турбоагрегата ст.№1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) в г. Уральск, ЗКО по адресу: РК, ЗКО, г. Уральск, район ТЭЦ, строение 5» соответствует требованиям государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными техническими показателями:

установленная мощность до/после реконструкции:
электрическая - 58,5/60,5 МВт;
тепловая - 990,2/990,2 Гкал/ч;
располагаемая мощность до/после реконструкции:
электрическая - 48/58 МВт;

тепловая	- 571,69/571,69 Гкал/ч;
состав основного оборудования:	
котлы энергетические	- 5 шт.хБКЗ-75-39ГМ (сущ.);
котлы водогрейные	- 4 шт.хПТВМ-100 (сущ.);
	- 3 шт.хКВГМ-100 (сущ.);
котел-утилизатор блока ПГУ	- 1 шт.хHRSG (сущ.);
турбины паровые	- 1 шт.хПТ-12-3,4/1,0-1 (проект);
	- 1 шт.хПТ-8-35/10М (сущ.);
турбоагрегат блока ПГУ	- 1 шт.хHitachi H-25 (сущ.);
используемое топливо:	
основное /резервное	-природный газ/мазут М-100;
температурный график тепловой сети	-105/70 °С;
система горячего водоснабжения	- закрытая;
общая численность персонала/в смену	- 309/220 чел;
общая сметная стоимость строительства	
в текущих и прогнозных ценах 2019-2020 гг. всего,	- 3 029,226 млн. тенге,
в том числе: СМР	- 344,905 млн. тенге,
оборудование	- 2 204,444 млн. тенге;
прочие	- 479,877 млн. тенге;
нормативная продолжительность строительства	- 7,5 мес.

2. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована ГУ «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции города Уральск», г. Уральск в соответствие с договором № 000340003074/190155/00 от 26 августа 2019 года.

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

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

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. Енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, «ҚР, БҚО, Орал қаласы, ЖЭО ауданы, 5-құрылыс мекенжайы бойынша БҚО, Орал қаласында «Жайықжылуқуат» АҚ Орал ЖЭО-ны ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) №1 станция турбоагрегатын ауыстыру бөлігінде реконструкциялау» жұмыс жобасы Қазақстан Республикасында қолданылатын мемлекеттік нормативтердің талаптарына сәйкес келеді және белгіленген тәртіппен келесі негізгі техникалық көрсеткіштерімен бекіту үшін ұсынылады:

реконструкциялауға дейінгі/кейінгі белгіленген қуаты:	
электр	- 58,5/60,5 МВт;
жылу	- 990,2/990,2 Гкал/сағ.;
реконструкциялауға дейінгі/кейінгі көзделген қуаты:	
электр	- 48/58 МВт;
жылу	- 571,69/571,69 Гкал/сағ.;
негізгі жабдық құрамы:	
энергетикалық қазандықтар	- 5 дана хБКЗ-75-39ГМ (қолд.);
су жылытатын қазандықтар	- 4 дана хПТВМ-100 (қолд.);

- 3 дана хКВГМ-100 (қолд.);	
БГҚ блогының кәдеге жаратушы-қазандығы	- 1 дана хHRSG (қолд.);
бу турбиналары	- 1 дана хПТ-12-3,4/1,0-1 (жоба);
	- 1 дана хПТ-8-35/10М (қолд.);
БГҚ блогының турбоагрегаты	- 1 дана хHitachi H-25 (қолд.);
қолданылатын отын:	
негізгі/резервтік	-табиғи газ/мазут М-100;
жылу желісінің температуралық кестесі	-105/70 °С;
ыстық сумен жабдықтау жүйесі	- жабық;
персоналдың жалпы саны/бір ауысымда	- 309/220 адам;
2019-2020 жж. ағымдағы және болжамдық бағалардағы құрылыстың жалпы сметалық құны, барлығы	- 3 029,226 млн. теңге,
соның ішінде: ҚМЖ	- 344,905 млн. теңге,
жабдық	- 2 204,444 млн. теңге;
өзгелері	- 479,877 млн. теңге;
құрылыстың нормативтік ұзақтығы	- 7,5 ай.

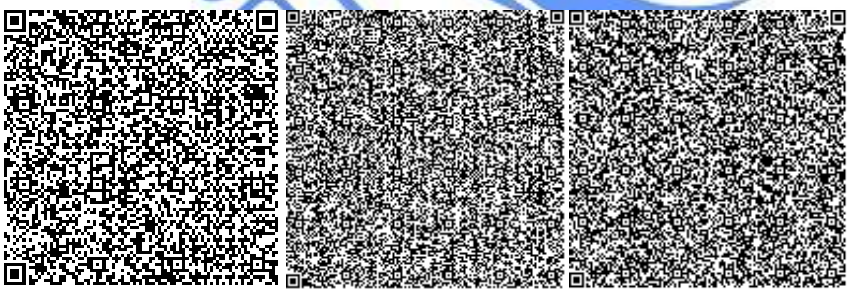
2. Осы сараптама қорытындысы жобалау үшін тапсырыс беруші бекіткен бастапқы материалдар (деректер) ескеріле отырып орындалды, олардың дұрыстығына 2019 жылғы 26 тамыздағы № 000340003074/190155/00 шарт талаптарына сәйкес Орал қаласы, «Орал қаласының тұрғын үй-коммуналдық шаруашылық және тұрғын үй инспекциясы бөлімі» ММ кепілдік етеді.

3. Тапсырыс беруші жобалау ұйымынан жұмыс жобасы бойынша құжаттаманы қабылдау кезінде оны осы сараптама қорытындысына сәйкестігіне тексеруі тиіс.

4. Тапсырыс беруші құрылыс кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдығын, материалдарын және конструкцияларын барынша пайдалансын.

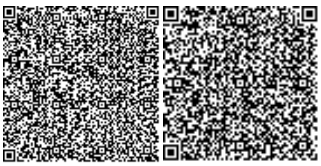
Карагойшин Т.Д.

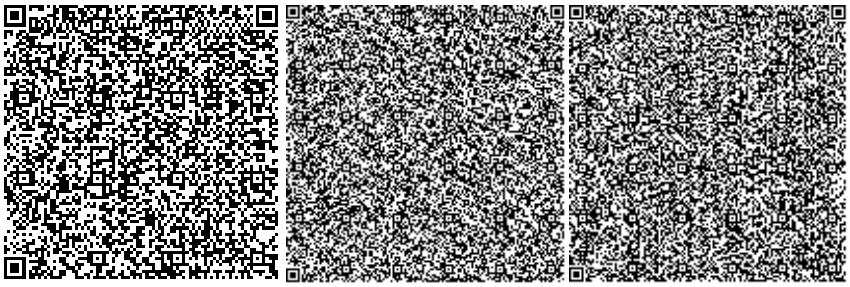
Генеральный директор



Чукпарова А.У.

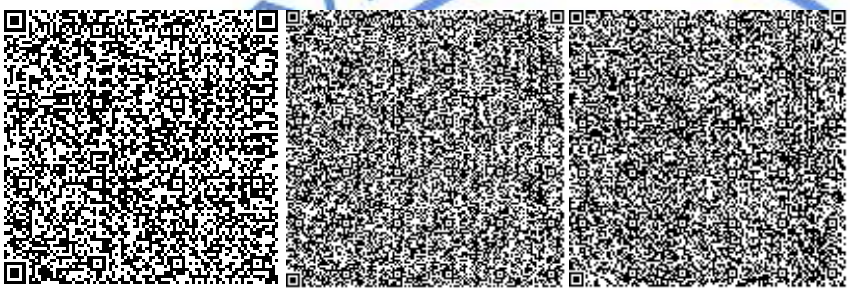
Начальник отдела





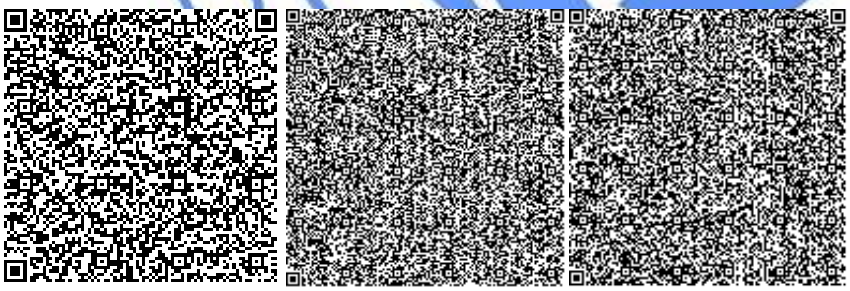
Асанова Г.З.

Начальник управления



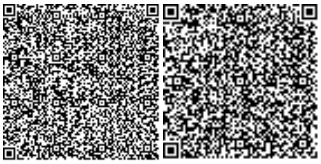
Кажиякбарова И.Т.

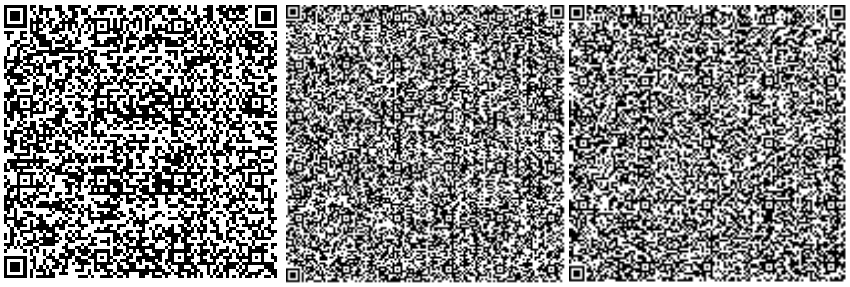
Начальник отдела



Жексенбай А.

Начальник отдела



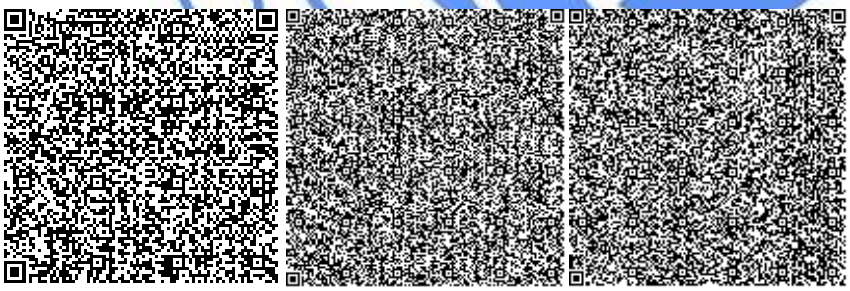


Иманбаев С.Б.

Начальник управления экспертизы проектов

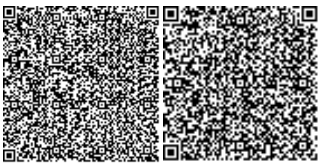
Едресов Е.Ж.

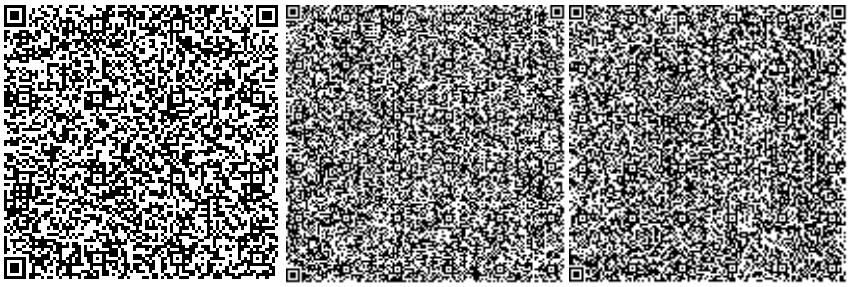
Заместитель генерального директора по производству



Маткаримова М.М.

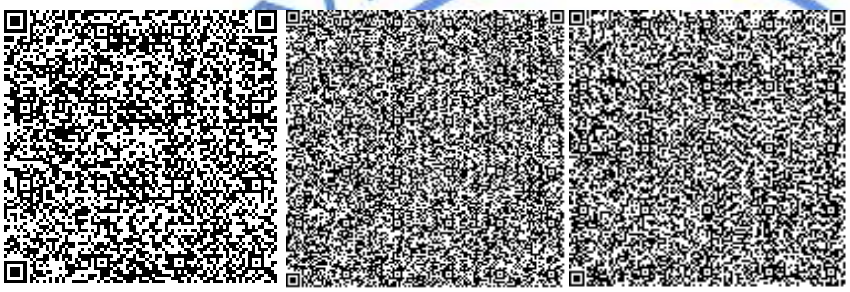
Эксперт





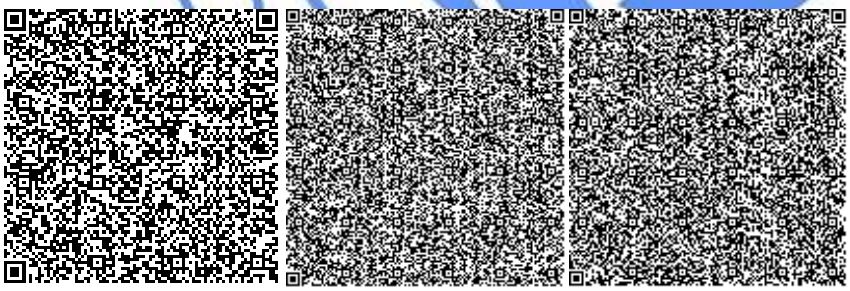
Жоламан А.Ж.

Руководитель сектора



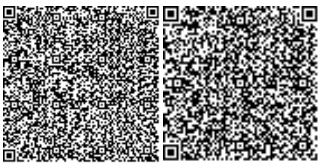
Отарбекова Ш.М.

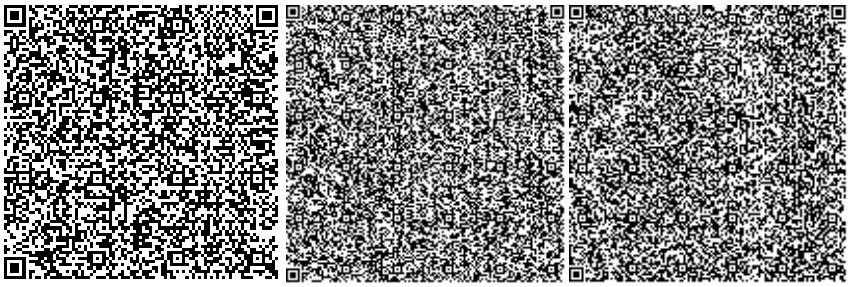
Эксперт



Цечоева М.А.

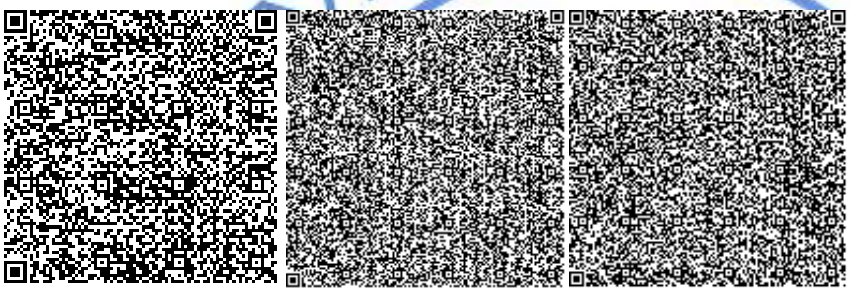
Эксперт





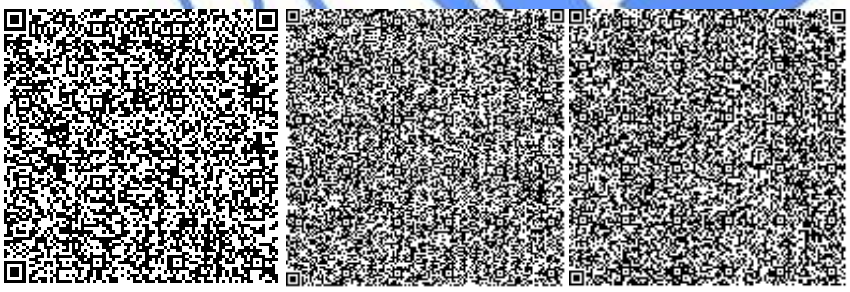
Тельконуров К.М.

Эксперт



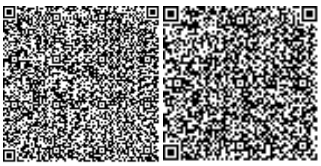
Жармаханов Б.К.

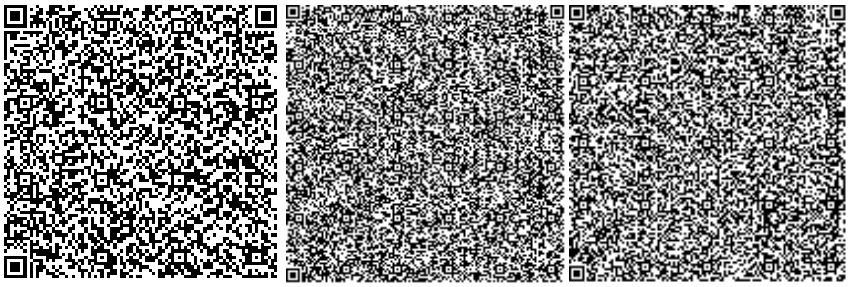
Эксперт



Искалиев А.Н.

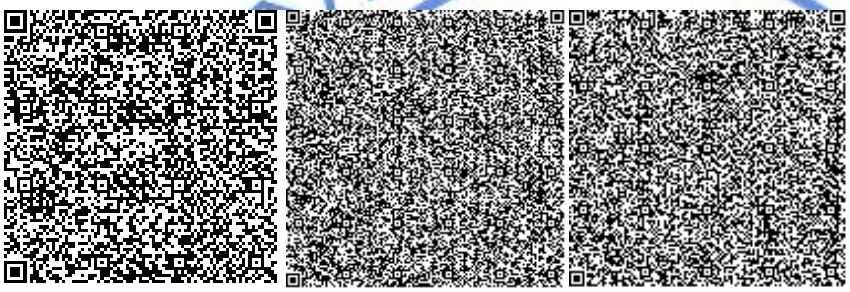
Эксперт





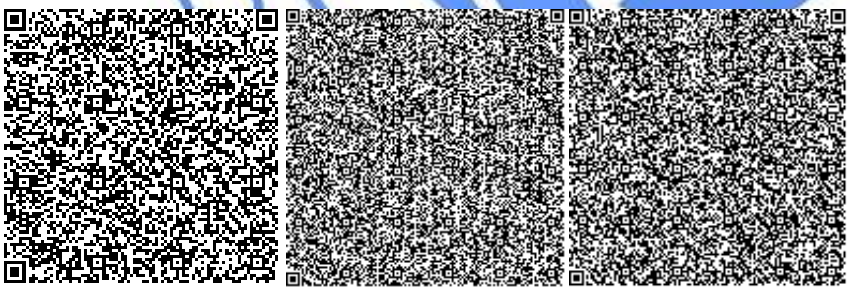
Заиченко Н.И.

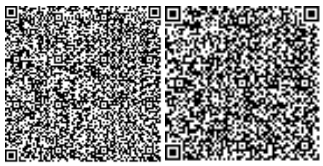
Руководитель экспертной группы



Кочетова С.В.

Руководитель сектора





Номер: KZ48VDD00129300

Акимат Западно-Казахстанской области

Государственное учреждение "Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Западно -Казахстанской области"

РАЗРЕШЕНИЕ

на эмиссии в окружающую среду

Наименование природопользователя:

Государственное учреждение «Отдел жилищно-коммунального хозяйства и жилищной инспекции города Уральска» 090000, улица Некрасова, дом № 30/1,

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 000340003074

Наименование производственного объекта: Реконструкция Уральской ТЭЦ АО "Жайыктеплоэнерго" в части замены турбоагрегата ст.№1 ПР-10-35/10/1,2 (ПТ-12-35/10М) в г.Уральск, ЗКО по адресу: РК, ЗКО, г.Уральск, район ТЭЦ, строение 5

Местонахождение производственного объекта:

Западно-Казахстанская область, Уральск Г.А., г.Уральск 0

Соблюдать следующие условия природопользования:

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году 0,323791 тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

3. Производить размещение отходов производства и потребления в объемах, не превышающих:

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах , не превышающих:

4. Производить размещение серы в объемах , не превышающих:

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

5.Выполнять согласованный план мероприятий по охране окружающей среды, на период действия настоящего Разрешения, а также мероприятия по снижению эмиссий в окружающую среду, установленные проектной документацией, предусмотренные положительным заключением государственной экологической экспертизы.

6.Выполнять программу производственного экологического контроля на период действия Разрешения.

7.Не превышать лимиты эмиссий (выбросы, сбросы, отходы, сера), установленные в настоящем Разрешении на основании положительных заключений государственной экологической экспертизы нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам) на проекты нормативов эмиссий в окружающую среду, разделы Оценки воздействия в окружающую среду (далее-ОВОС), проектов реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий согласно приложению 1 к настоящему Разрешению.

8. Условия природопользования согласно приложению 2 к настоящему Разрешению

Срок действия разрешения на эмиссии в окружающую среду с 16.10.2019 года по 31.12.2020 года

Примечание: * Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют со дня выдачи настоящего Разрешения и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 6 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.Разрешения на эмиссии в окружающую среду действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.Приложения 1 и 2 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения.

Руководитель управления	Шауенов Ринат Сатымович
(подпись)	Фамилия, имя, отчество (отчество при наличии)

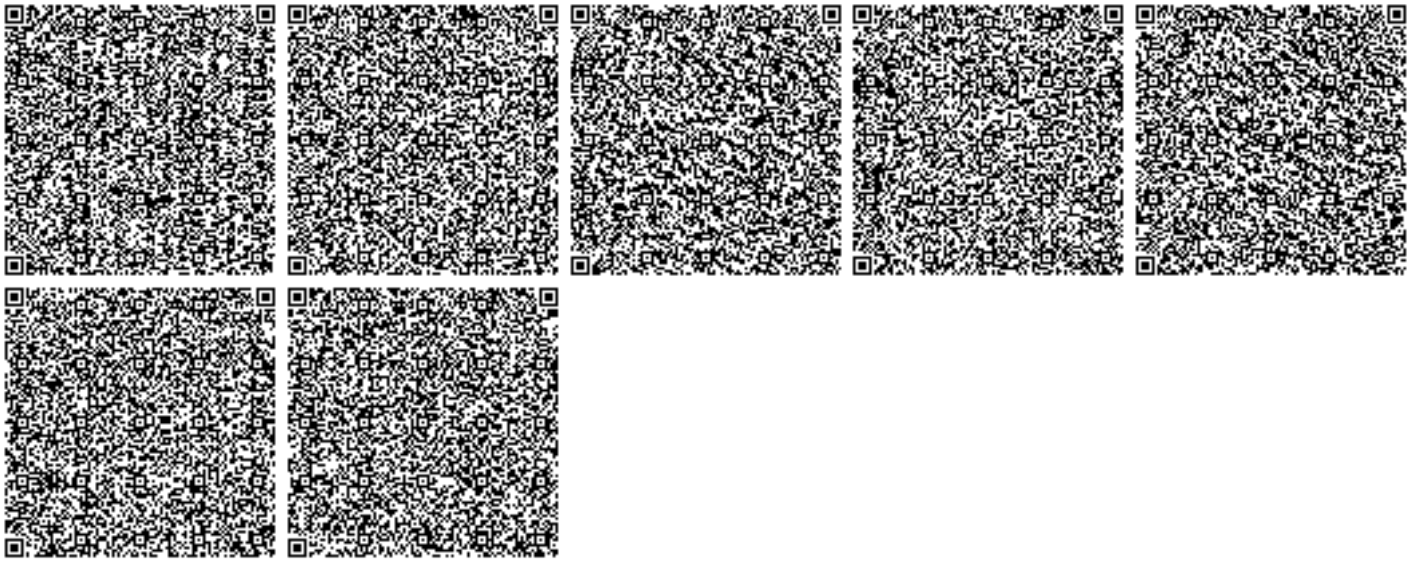
Место выдачи: г.Уральск **Дата выдачи:** 17.10.2019 г.

Приложение №1 к разрешению на эмиссии в окружающую среду

Заключение государственной экологической экспертизы нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам) на проекты нормативов эмиссий в окружающую среду, разделы ОВОС, проектов реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий

№	Наименование заключение государственной экологической экспертизы	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
Сбросы		
Размещение Отходов		
Размещение Серы		

Приложение № 2 к разрешению
на эмиссии в окружающую среду

Условия природопользования

- Выполнение программы производственного экологического контроля;
- Выполнение плана мероприятий по охране окружающей среды;
- Придерживаться установленного лимита указанного в разрешении на эмиссию в окружающую среду;
- Сбор производственных и потребительских отходов, размещение на специально оборудованных полигонах (площадках, складах длительного хранения) для захоронения;
- Ежеквартально предоставлять отчет в Управление природных ресурсов и регулирования природопользования Западно-Казахстанской области о выполнении условий природопользования, включенных в экологическое разрешение (Экологический кодекс РК от 9 января 2007 года № 212 Статья 73 п.5).